

Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG

**im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit**

Vorhaben V Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern

Endbericht

Projektleitung:

Michael Nast / Juri Horst

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)



PROF. DR. JUR.
STEFAN KLINSKI
Hochschule für Wirtschaft und
Recht Berlin



Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Juni 2011



Ansprechpartner



Kontakt

Michael Nast
michael.nast@dlr.de

Deutsches Zentrum für Luft- und
Raumfahrt (DLR) Institut für Technische
Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart
Tel.: +49 (711) 68 62-766
Fax: +49 (711) 68 62-783



Kontakt

Juri Horst
horst@izes.de

weitere Autoren: Prof. Dr. Uwe Leprich; Eva Hauser

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Altenkesselerstr. 17, Geb. A1
66115 Saarbrücken
Tel.: +49 (681) 97 62-837
Fax: +49 (681) 97 62-850



Kontakt

Christian Nabe
c.nabe@ecofys.de
weitere Autoren: Bernhard Hasche

Ecofys Germany GmbH
Stralauer Platz 34
10243 Berlin
Tel.: +49 (30) 29 77 35 79-12
Fax: +49 (30) 29 77 35 79-99

PROF. DR. JUR.
STEFAN KLINSKI

Hochschule für Wirtschaft und
Recht Berlin

Kontakt

Stefan Klinski
stefan.klinski@t-online.de

Prof. Dr. Jur. Stefan Klinski
Am Hegewinkel 104
14169 Berlin
Tel.: +49 (30) 6953-1883



Kontakt

Frank Merten
frank.merten@wupperinst.org

weitere Autoren: C. Krüger, S. Lechtenböhmer, A. Nebel, D. Schüwer

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt,
Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
Tel.: +49 (202) -2492-126
Fax: +49 (202) -2492-198

Inhaltsverzeichnis

A	Zielsetzungen und Ergebnisse	8
A.1	Hintergrund.....	8
A.2	Inhalt und Ziel des Vorhabens.....	9
A.3	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	10
A.3.1	Flexibilisierung bestehender konventioneller Kraftwerke.....	10
A.3.2	Integrativer Speichereinsatz.....	12
A.3.3	Energiewirtschaftliches Engpassmanagement.....	14
A.3.4	Integratives Lastmanagement und Regelenergiemärkte.....	15
A.3.5	Verhältnis zum KWK-Gesetz.....	18
B	politische Themenstellungen	20
B.1	Systemtransformation durch Erneuerbare Energien: Anpassungserfordernisse im aktuellen Strommarktmodell und in der EEG-Welt.....	20
B.1.1	Ausgangssituation.....	20
B.1.2	Implizite und explizite Zielsetzungen der Markt- und Systemintegration der EE.....	21
B.1.3	Implizite Ziele der Forderung nach „bedarfsgerechter Einspeisung“.....	22
B.1.4	Anpassungsanforderungen an das aktuelle Strommarktmodell.....	24
B.2	Konventioneller Kraftwerkspark und Erneuerbare Energien – Regelungen außerhalb des EEG.....	26
B.2.1	Zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke mittels marktbasierter Instrumente.....	26
B.2.1.1	<i>Generelle Überlegungen</i>	26
B.2.1.2	<i>Zur marktorientierten Fahrweise der konventionellen Kraftwerke</i>	27
B.2.1.3	<i>Vermeidung von Inflexibilitätskosten durch konventionelle Kraftwerke</i>	29
B.2.1.4	<i>Hilfreiche negative Börsenpreise?</i>	30
B.2.1.5	<i>Zusammenfassung: Erhöhung des ökonomischen Drucks zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke</i>	33
B.2.1.6	<i>Ausblick: Instrumente zur Refinanzierung von flexiblen Backup-Kapazitäten</i>	34
B.2.2	Rechtliche Integration der Stromerzeugung aus EE – Anpassungen im Energiewirtschaftsrecht.....	35
B.2.2.1	<i>Einleitung - Problemstellungen</i>	35
B.2.2.2	<i>Reflexion der klimapolitischen Zielsetzungen und des EE- Vorrangs im EnWG</i>	36

B.2.2.3	<i>Das energiewirtschaftliche Engpassmanagement</i>	37
B.2.2.4	<i>Anlagenbezogene Anforderungen an die Regelbarkeit konventioneller Kraftwerke</i>	42
B.2.2.5	<i>Berücksichtigung von EE-bedingten Netzinvestitionen im Rahmen der Anreizregulierung</i>	45
B.2.2.6	<i>Einsatz von Regelenergie</i>	47
B.2.2.7	<i>Netzausbau – energiewirtschaftliche Netzplanung</i>	48
B.2.3	<i>Zusammenwirken mit anderen Regelungsbereichen.....</i>	49
B.2.3.1	<i>KWK-Gesetz</i>	49
B.2.3.2	<i>Emissionshandelsrecht</i>	50
B.2.3.3	<i>Energie- und Stromsteuer</i>	51
B.2.3.4	<i>Förderung der Elektromobilität</i>	51
C	Technische Aspekte	53
C.1	<i>Technisch strukturelle Systemintegration</i>	53
C.1.1	<i>Grundlegende Annahmen und Szenariodefinitionen</i>	53
C.1.2	<i>Basisvariante zum vorläufigen Leitszenario 2010.....</i>	55
C.1.2.1	<i>Einspeiseganglinien für regenerativen Strom</i>	56
C.1.2.2	<i>Lastganglinien für die gesamte Stromnachfrage</i>	73
C.1.2.3	<i>Elektrolyseure als steuerbare Lasten</i>	75
C.1.2.4	<i>Entwicklung der Residuallast und ihre Bedeutung für die Systemintegration</i>	77
C.1.3	<i>Integrationsvariante zum Leitszenario 2010 – mit zusätzlichen dezentralen Last- und Speichermanagementmaßnahmen.....</i>	82
C.1.3.1	<i>Wärmepumpen als steuerbare Lasten</i>	83
C.1.3.2	<i>Elektroautos als steuerbare Lasten</i>	90
C.1.3.3	<i>Batterien zur Steigerung der Eigenverbrauchsanteile von PV-Strom</i>	93
C.1.3.4	<i>Dezentrale Batterien als netzgeregelte Stromspeicher</i>	97
C.1.3.5	<i>Elektroautos als netzgeregelte dezentrale Stromspeicher</i>	98
C.1.3.6	<i>Entwicklung der residualen Last und ihre Bedeutung für die Systemintegration in der Integrationsvariante</i>	99
C.1.4	<i>Herausforderungen, Anforderungen und Empfehlungen für die Systemintegration von Erneuerbaren Energien</i>	101
C.1.4.1	<i>Erneuerbare Energien</i>	101
C.1.4.2	<i>Konventionelle Kraftwerke</i>	102
C.1.4.3	<i>Stromnetz</i>	103
C.1.4.4	<i>Lastmanagement</i>	104
C.1.4.5	<i>Stromspeicher (Speichermanagement)</i>	105
C.2	<i>Wirkung des EEG auf den Betrieb des „konventionellen“ Kraftwerkspark</i>	108
C.2.1	<i>Grundannahmen der Szenarien</i>	109

C.2.1.1	<i>Basisszenario</i>	112
C.2.1.2	<i>KKW-Laufzeitverlängerungsszenario</i>	113
C.2.1.3	<i>Must-run-Szenario</i>	113
C.2.1.4	<i>Szenario mit Lastmanagement und dezentralen Speichern</i>	114
C.2.1.5	<i>Szenario ohne neue Kohlekraftwerke</i>	114
C.2.2	<i>Ergebnisse</i>	115
C.2.2.1	<i>Resultierende Struktur der Stromerzeugung</i>	115
C.2.2.2	<i>Emissionen</i>	118
C.2.2.3	<i>Wirtschaftliche Aspekte des Kraftwerksbetriebs</i>	120
C.2.2.4	<i>Technische Aspekte</i>	128
C.2.3	<i>Schlussbetrachtung / Handlungsempfehlungen</i>	134
D	Anhang:	137
D.1	Die Regelungen zum Engpassmanagement im EnWG, im KWKG und im EU-Recht in ihrer Bedeutung für das EEG	137
D.1.1	Einleitung	137
D.1.2	Die maßgebenden Rechtsvorschriften und Problemstellungen	139
D.1.2.1	<i>Deutsches Recht</i>	139
D.1.2.2	<i>EU-Recht</i>	147
D.1.3	Zuordnung von Fallgestaltungen – Abgrenzung der Anwendungsbereiche von § 13 EnWG und § 11 EEG	151
D.1.3.1	<i>Zu betrachtende Fallgestaltungen</i>	151
D.1.3.2	<i>Fallgruppe 1: Nur EEG-/KWK-Strom im Netz</i>	152
D.1.3.3	<i>Fallgruppe 2: Nur konventioneller Strom im Netz</i>	156
D.1.3.4	<i>Fallgruppe 3: EEG-/KWKG-Strom und konventioneller Strom im Netz</i>	156
D.1.3.5	<i>Folgerungen – Empfehlungen</i>	165
D.1.4	Rücksichtnahme auf EEG-/KWKG-Strom bei Maßnahmen nach § 13 EnWG	167
D.1.4.1	<i>§ 13 Abs. 1 EnWG</i>	167
D.1.4.2	<i>§ 13 Abs. 2 EnWG</i>	169
D.1.4.3	<i>Folgerungen – Empfehlungen</i>	172
D.1.5	Haftung	172
D.1.5.1	<i>Rechtslage</i>	172
D.1.5.2	<i>Folgerungen – Empfehlungen</i>	175
D.1.6	Ordnungsrechtliche Überwachung	176
D.1.6.1	<i>Rechtslage</i>	176
D.1.6.2	<i>Folgerungen - Empfehlungen</i>	179
D.1.7	Informations- und Berichtspflichten	179
D.1.7.1	<i>Rechtslage</i>	179
D.1.7.2	<i>Folgerungen – Empfehlungen</i>	180
D.1.8	Regelungen zum KWK-Strom	181

D.1.8.1	KWKG: Gegenüber EEG-Strom gleichrangiger Abnahmevorrang	181
D.1.8.2	Gleichbehandlung im Kontext des EnWG-Engpassmanagements	183
D.1.8.3	Gleichbehandlung im Kontext des EEG-Einspeisemanagements	184
D.1.8.4	Folgerungen – Empfehlungen	189
D.1.9	Ergebnisse.....	190
D.1.9.1	Zur Zuordnung von Fallgestaltungen	190
D.1.9.2	Zur Berücksichtigung des EEG- und KWKG-Vorrangs innerhalb von § 13 EnWG	192
D.1.9.3	Zu den Entschädigungs- und Haftungsbestimmungen in § 13 EnWG	193
D.1.9.4	Zu den ordnungsrechtlichen Maßnahmen bei Anwendungsfehlern	194
D.1.9.5	Zu den Informations- und Berichtspflichten nach § 13 EnWG	194
D.1.9.6	Zu den Regelungen über KWK-Strom	194
D.2	Regelbarkeit der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken	196
D.2.1	Problemlage/Aufgabenstellung	196
D.2.2	Umgang mit neuen Kraftwerken	198
D.2.2.1	Ausgangspunkt: Geltende Regelungen (insb. EnWG und KraftNAV, BImSchG)	198
D.2.2.2	Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL	199
D.2.2.3	Emissionshandels-RL und IVU-RL	201
D.2.2.4	EU-Primärrecht	202
D.2.2.5	Verfassungsrecht: Grundrechte	202
D.2.2.6	Verfassungsrecht: Gesetzgebungskompetenzen	203
D.2.2.7	Zwischenergebnis	204
D.2.3	Umgang mit bestehenden Kraftwerken.....	204
D.2.3.1	Ausgangspunkt: Geltende Regelungen (insb. EnWG und BImSchG)	204
D.2.3.2	Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL	205
D.2.3.3	Emissionshandels-RL und IVU-RL	205
D.2.3.4	EU-Primärrecht	206
D.2.3.5	Verfassungsrecht: Grundrechte	206
D.2.3.6	Verfassungsrecht: Gesetzgebungskompetenzen	208
D.2.3.7	Zwischenergebnis	208
D.2.4	Ergebnisse.....	208
D.2.4.1	Anforderungen an neue Erzeugungsanlagen	208
D.2.4.2	Anforderungen an bestehende Erzeugungsanlagen	209

Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern

A Zielsetzungen und Ergebnisse

A.1 Hintergrund

Der Zwischenstaatliche Ausschuss über Klimaveränderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) hat in seinem letzten Sachstandsbericht 2007 den Stand der weltweiten Klimaforschung zusammengefasst. Der Bericht belegt unmissverständlich die fortschreitende globale Erwärmung und bekräftigt den Einfluss des Menschen als Hauptursache für diese Veränderungen.

Heute ist es Konsens, dass die volkswirtschaftlichen Kosten zur frühzeitigen und nachhaltigen Vermeidung von klimaschädlichen Emissionen insgesamt erheblich niedriger liegen werden, als eine nachträgliche Kompensation der zu erwartenden Schäden. Daher hat der Europäische Rat 2007 folgende drei Schlüsselziele für den Klimaschutz in der Europäischen Union definiert und bis zum April 2009 in gesetzlichen Rahmen gegossen:

1. Senkung der Treibhausgase um mindestens 20 % bis 2020 – oder sogar um 30% gegenüber 1990, sofern ein internationales Abkommen zustande kommt
2. Verringerung der Energienachfrage um 20 % durch bessere Energieeffizienz und
3. ein verbindliches Ziel in Höhe von 20 % für den Anteil Erneuerbarer Energien (EE) am Endenergieverbrauch der EU bis 2020.

In Deutschland ist die Stromerzeugung mit knapp 40 % der größte Treibhausgas-Emittent [1], weshalb dieser eine Schlüsselrolle bei der angestrebten Reduzierung der Treibhausgasemissionen und der Umstellung auf eine nachhaltige Energieversorgung zufällt.

Die Stromversorgung in Deutschland ist durch Kernenergie im Grundlastbereich sowie Kohlekraftwerke im Grund- und Mittellastbereich geprägt. Zunehmend findet auch Erdgas in diesem Versorgungssektor Einzug, wird jedoch aufgrund der Flexibilität von Gasturbinen verstärkt in Spitzenzeiten eingesetzt.

Angesichts dessen, dass die heutige Stromversorgung auf Erfahrungen und Entscheidungen der letzten 100 Jahren aufgebaut ist, bedarf es eines tiefgreifenden Systemwechsels sowohl im Kraftwerkspark als auch in der

Netzinfrastruktur (Fokus von Vorhaben III zum EEG-Erfahrungsbericht). Vor diesem Hintergrund strebt die Bundesregierung an, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30% und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen. Auch langfristig wird das Ziel einer Energieversorgung verfolgt, die überwiegend auf Erneuerbaren Energien basiert [2].

A.2 Inhalt und Ziel des Vorhabens

Nach § 65 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 hat die Bundesregierung das EEG zu evaluieren und dem Bundestag bis zum 31.12.2011 und dann alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht vorzulegen. Das den Erfahrungsbericht begleitende Forschungsvorhaben V „Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern“ soll hierfür die Themenbereiche der systemtechnischen, rechtlichen und marktbezogenen Aspekte einer Transmission des Kraftwerksparks wissenschaftlich analysieren und vertiefen. Die aus der wissenschaftlichen Analyse abgeleiteten Schlussfolgerungen sind dabei für die Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes aufzubereiten.

Die wissenschaftliche Analyse der Rahmenbedingungen für die Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und aus konventionellen Energieträgern (fossile und nukleare Energieträger) geht insbesondere auf folgende Aspekte ein:

- Die aus dem weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien resultierenden Anforderungen an die technische und strukturelle Systemintegration erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung werden mit einem optimierenden Energiesystemmodell untersucht. Den im Kraftwerksbereich typischen langen Investitionszyklen entsprechend wird der Zeithorizont bis zum Jahr 2050 betrachtet, in dem nach dem aktuellen BMU Leitszenario 2009 ein Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von über 80 % erwartet wird. Die strukturellen Wechselwirkungen zwischen dem kontinuierlich steigenden Stromanteil Erneuerbarer Energie, den Möglichkeiten des Lastmanagements, dem Einsatz von Energiespeichern und der Betriebsweise des fossilen Kraftwerksparks werden aufgezeigt.
- Ausgehend von den aus der technisch-strukturellen Systemintegration resultierenden Anforderungen werden Fragen der rechtlichen und wirtschaftlichen Integration untersucht. Während das EEG bisher erfolgreich den Markteintritt Erneuerbarer Energien unterstützt hat, müssen Fördermechanismen nun zum Teil angepasst bzw. neu formuliert werden, um für die Phase der Marktintegration ähnlich erfolgreiche Anreize zu geben. Dabei sind in Kooperation mit dem Vorhaben IV die rechtlichen Rahmenbedingungen insbesondere im Hinblick auf Wechselwirkungen mit dem EnWG zu prüfen.
- Der Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland ist eingebettet in ein Bündel verschiedener energie-, umwelt- und klimapolitischer Maßnahmen. Es ist zu untersuchen, in wie weit durch verbessertes Zusammenwirken mit anderen Regelungen und Instrumenten im Bereich der Energie- und Klimapolitik die Integration der

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern verbessert werden kann.

- Der verstärkte Ausbau Erneuerbarer Energien führt in absehbarer Zeit zu deutlichen Auswirkungen auf die Betriebsweise des konventionellen Kraftwerksparks, die bei der Gestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen, insbesondere bei der Gestaltung des EEG, bisher nicht berücksichtigt wurden. Die bisher fehlende Harmonisierung der Anforderungen führt möglicherweise zu unnötigen Kosten und CO₂-Emissionen auf der Seite der konventionellen Erzeuger. Es ist zu untersuchen, ob und wie die auf Erneuerbare Energien zugeschnittenen Instrumente (insbesondere EEG) durch Anforderungen an den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark sinnvoll ergänzt werden können, um den langfristigen Ausbauzielen für Erneuerbare Energien entsprechend eine volkswirtschaftlich und umweltpolitisch sinnvolle (Neu-)Orientierung des konventionellen Kraftwerksparks zu erreichen.

A.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aus den wissenschaftlichen Arbeiten resultierenden Ergebnisse sind nachfolgend in einer verkürzten Form als Handlungsempfehlungen mit jeweils einer kurzen Begründung dargestellt. Details zur Ableitung aus den Ergebnissen sind in den jeweiligen Kapiteln zu finden.

A.3.1 Flexibilisierung bestehender konventioneller Kraftwerke

1. Empfehlung

Im Kontext des BImSchG oder des EnWG sollte eine Bestimmung geschaffen werden, nach der neue Kraftwerke nur noch genehmigt werden, wenn durch geeignete technische und organisatorische Vorkehrungen gewährleistet ist, dass die Einspeisung von Strom durch die Anlage unter Einhaltung bestimmter Mindestanforderungen flexibel geregelt werden kann, um die vorrangige Einspeisung und Übertragung von Strom aus EE (und ggf. KWK) in das Netz sicherstellen zu können.

Begründung:

Sicherstellung der weiterhin vorrangigen Einspeisung und Übertragung von Strom aus EE (und ggf. KWK) in das Netz durch rechtliche Flankierung der bestehenden sowie absehbaren technischen Regelmöglichkeiten von konventionellen Kraftwerken, die ansonsten aus anderen (z.B. ökonomischen) Gründen unter Umständen nicht voll ausgeschöpft werden und damit ein Hemmnis für den Einspeisevorrang bzw. EE-Ausbau darstellen.

2. Empfehlung

Die für neue Kraftwerke geltende Regelung (siehe 1. Empfehlung) sollte innerhalb einer angemessenen (einige Jahre währenden) Übergangsfrist auch für bestehende Kraftwerke gelten. Alternativ könnte angeboten werden, das Kraftwerk entweder innerhalb der Änderungsfrist technisch zu flexibilisieren oder innerhalb einer (deutlich längeren) Frist stillzulegen.

Begründung:

Ausschöpfung der Möglichkeiten zur Flexibilisierung des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks.

Durch Zusammenspiel zwischen Nachrüstfrist und (längerer) Stilllegungsfrist könnte sichergestellt werden, dass einerseits diejenigen Anlagen, bei denen eine Nachrüstung technisch möglich ist, tatsächlich entsprechend geändert werden, andererseits diejenigen Anlagen, bei denen eine Nachrüstung technisch nicht möglich ist, noch für einen der Verhältnismäßigkeitsprüfung standhaltenden Übergangszeitraum weiter betrieben werden können.

3. Empfehlung

Abschaffung der negativen Börsenpreise am Strom-Spotmarkt.

Begründung:

Nach den bisherigen Analysen und Erfahrungen bestehen erhebliche Zweifel an der ökonomischen Sinnhaftigkeit dieser Regelung:

- Durch die negativen Preise soll den Betreibern der konventionellen Kraftwerke ein Signal gegeben werden, ihre Kraftwerke zu bestimmten Zeiten zu drosseln. Da das An- und Abfahren von Kraftwerken mit Kosten verbunden ist, lassen sich diese dann über die negativen Preise refinanzieren. Doch eine solche Refinanzierung der Kosten für die Kraftwerksbetreiber erscheint völlig unnötig, da der absolute Vorrang der EEG-Einspeisung ohnehin ein Abregeln der konventionellen Kraftwerke erzwingt. Da die meisten bestehenden inflexiblen Kraftwerke in der Vergangenheit bereits in vielfältiger Weise von Sonderregelungen profitiert haben (z.B. kostenlose Zuteilung von CO₂-Emissionszertifikaten, keine Abschöpfung von stranded benefits¹ bei der Einführung der Strombörse), erscheint die Übernahme der An- und Abfahrkosten durch die Kraftwerksbetreiber auch ökonomisch gesehen angemessen. Dies ist gewissermaßen der Preis, der für die vorhandene Inflexibilität zu entrichten ist.
- Bei negativen Börsenpreisen werden diese Kosten faktisch zum größten Teil über die EEG-Umlage auf alle nicht-privilegierten Stromkunden abgewälzt, die Inflexibilitätskosten werden also den Erneuerbaren angelastet. Das erscheint nicht verursachergerecht.

¹

Als 'stranded benefits' gelten in diesem Zusammenhang das Delta an zusätzlichen Einkünften von Stromerzeugern, die diese in einem liberalisierten Markt erzielen können, die aber im vorherigen, regulierten System aufgrund der Preisfestsetzung nicht erzielt werden konnten.

- Ob sich die kurzfristigen negativen Preissignale auf dem Spotmarkt jemals am Terminmarkt niederschlagen werden, ist äußerst zweifelhaft, da die Lieferanten in hohem Maße risikoavers sind und kaum in Erwägung ziehen, sich in bestimmten Zeiten am Spotmarkt einzudecken. Insofern werden die Kraftwerke zum allergrößten Teil bereits am Terminmarkt vermarktet und bekommen durch die negativen Börsenpreise lediglich die Möglichkeit, zusätzliche Einnahmen zu generieren. Ggf. wird dadurch die notwendige Marktanpassung, die durch die negativen Preise eigentlich vorangetrieben werden sollte, verzögert.

Ein Börsenpreis von minimal Null, der den Grenzkosten fluktuierender Erzeugung entspricht, würde die Anreize zur kurzfristigen Optimierung hingegen auf ein ökonomisch nachvollziehbares Niveau reduzieren.

4. Empfehlung

Auftrag an die geplante Marktüberwachung der EEX zu untersuchen, inwieweit konventionelle Großkraftwerke Optimierungsmöglichkeiten des Kraftwerkeinsatzes am Spotmarkt ungenutzt lassen.

Begründung:

Die Analyse der negativen Börsenpreise der Vergangenheit hat gezeigt, dass das vorhandene Flexibilitätspotenzial im konventionellen Kraftwerkspark vermutlich nicht genutzt wurde. Der Einsatz von Flexibilitätspotenzialen ist jedoch in der Zukunft sehr wichtig, um Einspeisemanagement zu verhindern. Es ist daher zu untersuchen, ob dies bewusst und unter Ausnutzung von Marktmacht geschah. Die Untersuchung dient als Basis, um eventuelle Gegenmaßnahmen einzuleiten (Verpflichtung zur Gebotsabgabe etc.).

A.3.2 Integrativer Speichereinsatz

1. Empfehlung

Beginn mit dem Erstellen und der kontinuierlichen Fortschreibung einer Roadmap (Umsetzungs- und Förderstrategie) für den mittel- bis langfristigen Ausbau und Einsatz von Speichern zur Integration von EE-Strom in Deutschland. Der Fokus sollte bei zentralen/großen Speichern zum einen auf der netztechnischen Anbindung geeigneter ausländischer Speicher und zum anderen direkt auf Speichermedien mit möglichst hoher Energiedichte wie Wasserstoff oder ggf. auch daraus hergestelltes synthetisches Methan liegen, um bei gleichem Volumenpotenzial möglichst große Kapazitäten realisieren oder bereits bestehende Infrastrukturen nutzen zu können. Bei dezentralen/kleinen Speichern sollte der Fokus auf der Forschung, Entwicklung und Demonstration von Redox-Flow Batterien liegen, damit sie rechtzeitig (2020-2030) verfügbar sind.

Begründung:

Ein zu früher finanziell geförderter Ausbau könnte am eigentlichen Bedarf vorbeigehen. Gleichwohl ist aufgrund der absehbar langen Vorlaufzeit bis zur erforderlichen rechtzeitigen Umsetzung in nennenswertem Umfang (nach den eig. Berechnungen spätestens ab dem Jahr 2030) bereits heute mit einer intensiven und integralen Planung zu beginnen. Dabei sollte möglichst direkt das künftige Zusammenspiel im europäischen Verbundnetz mit berücksichtigt werden.

2. Empfehlung

Prüfen (z.B. im Rahmen einer Marktüberwachung des Regelenergiemarktes), ob Pumpspeicherkapazitäten in angemessenen Umfang für Systemdienstleistungen wie Reservebereitstellung verwendet werden oder hier marktbedingte Hemmnisse auftreten.

Begründung:

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass Pumpspeicherkraftwerke die Reservebereitstellung sehr kostengünstig leisten können. Daher ist zu ermitteln, ob diese Potenziale in der Praxis genutzt werden, oder ob Marktversagen (z.B. durch Marktmacht) vorliegt.

3. Empfehlung

Prüfen, inwieweit Pumpspeicherwerke und andere neue Stromspeicher vorrangig für die Aufnahme und Ausgleich von EE-Strom eingesetzt werden können und müssen, so dass sie künftig im Bedarfsfall nicht durch konventionellen Grundlast-Kraftwerksstrom (Kohle, Kernenergie) blockiert werden.

Begründung:

Pumpspeicher oder vergleichbare neue Speicher werden nach den Modellberechnungen bereits kurz- bis mittelfristig eine immer wichtigere Rolle für den Ausgleich von EE-Stromschwankungen spielen. Bisher erfolgt ihr Einsatz (z.B. nächtlicher Pumpbetrieb) aber zum großen Teil zur Anpassung der Erzeugung konventioneller Grundlastkraftwerke (Kernenergie und Braunkohle) an die Lastcharakteristik. Zudem gehören die Pumpspeicher in Deutschland hauptsächlich den vier großen Energieversorgern, denen auch der Großteil des konventionellen Kraftwerksparks gehört. Daher ist zu befürchten, dass die Pumpspeicher zur Ausübung von Marktmacht eingesetzt werden, so dass weniger Potenzial für den Ausgleich von EE-Stromschwankungen verbleibt bzw. EE-Anlagen häufiger abgeregelt werden müssen als bei einem anderen Betriebsverhalten.

A.3.3 Energiewirtschaftliches Engpassmanagement

Zur rechtlichen Klarheit: Die Bestimmungen des energiewirtschaftlichen Engpassmanagements einerseits und des EEG-Einspeisemanagements andererseits sind unzureichend aufeinander abgestimmt. Die gegenseitigen Verweise sind verwirrend, in sich nicht stimmig und bergen die Gefahr von Missverständnissen. Die Stufenfolge des von den Netzbetreibern erwarteten Handelns zur Vermeidung und Behebung von Engpasssituationen ist nicht eindeutig genug bestimmt. Die Vorschriften sollten daher (beiderseitig) redaktionell überarbeitet werden.

1. Empfehlung

Ausdrückliche Regelung in § 13 Abs. 2 EnWG, dass Anpassungen der Einspeisung aus EE-Anlagen nur zulässig sind, wenn die Anpassung der Einspeisung aus konventionellen Anlagen nicht möglich ist, ohne die Sicherheit des Systems der Elektrizitätsversorgung zu gefährden.

Begründung:

Verhinderung eines Unterlaufens des EE-Vorrangs in Engpasssituationen. Die europäische EE-Richtlinie 2009/28/EG und die hierauf Bezug nehmende Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG sehen das auch in diesem Sinne so vor. Deutschland ist europarechtlich verpflichtet, eine entsprechende Regelung zu schaffen.

2. Empfehlung

Verbesserung der Haftungsregelung nach § 13 Abs. 4 EnWG, um den Ausbau der EE nicht zu gefährden. Spezifisch:

- Der Haftungsanspruch aus § 12 EEG sollte – obwohl dann der Sache nach § 13 Abs. 2 EnWG greift – auch dann bestehen, wenn an sich ein Anwendungsfall des § 11 Abs. 1 EEG vorliegt, jedoch nicht sämtliche Voraussetzungen dieser Norm erfüllt sind (insbesondere, wenn § 11 EEG wegen unzureichender Maßnahmen zur Kapazitätssteigerung nach § 9 EEG nicht angewendet werden darf).
- Der Haftungsausschluss nach § 13 Abs. 4 EnWG sollte über die derzeitige Formulierung hinaus ausdrücklich unter die Voraussetzung gestellt werden, dass die geforderte Drosselung gegenüber dem jeweils in Anspruch genommenen Adressaten erforderlich gewesen sein muss.

Hintergrund: § 13 Abs. 4 EnWG sieht einen generellen Ausschluss jeder Haftung des Netzbetreibers bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vor, während bei Anwendung des EEG-Einspeisemanagements grundsätzlich ein (unter bestimmten Voraussetzungen über die Netzentgelte abwälzbarer) Ausgleichsanspruch für die entgangenen Vergütungen gilt.

3. Empfehlung

Einführung eines Monitoring- und Evaluierungsprogrammes („Einspeisemanagementregister“) für die Durchführung von Einspeisemanagement nach EnWG und EEG, welches sowohl die Abregelung von EE-Anlagen als auch von konventionellen Kraftwerken regional differenziert und möglichst vollständig erfasst und öffentlich zugänglich macht. (vgl. auch Handlungsempfehlungen Vorhaben III)

Begründung:

Bisher werden Daten zum Einspeisemanagement bzgl. EE-Anlagen von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils separat veröffentlicht. Dies erschwert eine effiziente und konsistente Analyse und Auswertung der Entwicklungen in diesem Bereich. Dies könnte durch eine vereinheitlichte Zusammenstellung und Veröffentlichung der Daten (z.B. bei der Bundesnetzagentur) deutlich verbessert werden. Der zusätzliche Aufwand dafür wird als gering, der erzielbare Nutzen dadurch als mittel bis hoch eingeschätzt.

4. Empfehlung

Verpflichtung der (Übertragungs-)Netzbetreiber zur regional differenzierten Prognose (+1a, +5a, +10a) hinsichtlich des vorzunehmenden Einspeisemanagements von EE-Anlagen in ihrem Netzgebiet auf der Basis verschiedener Wetterjahre (z.B. ein windstarkes und -schwaches Jahr) als Basis für die Erstellung von Prioritätenplänen zum Netzausbau sowie ggf. zur temporären Zubausteuern des EE-Ausbaues. (vgl. auch Handlungsempfehlungen Vorhaben III)

Begründung:

Um die richtigen Prioritäten bei EE- und Netzausbau setzen zu können, ist es wichtig, ex-ante zu wissen, in welchem Umfang neue EE-Anlagen auf Grund der bestehenden Netzinfrast- und Kraftwerksstruktur künftig Gefahr laufen, abgeregelt zu werden. Die empfohlene Maßnahme soll dazu beitragen, die Sensibilität für das Thema sowie gezielt den Druck auf erforderliche Netzverstärkungen und –ausbau zu erhöhen und teure Fehlsteuerungen beim EE-Ausbau (hohe Entschädigungszahlungen für suboptimale Stromeinspeisung) zu verringern.

A.3.4 Integratives Lastmanagement und Regelenergiemärkte

1. Empfehlung

Beschleunigung der Integration industrieller steuerbarer Lasten in die Regelenergiemärkte für Primär- und Sekundärregelenergie durch Beseitigung bestehender Hemmnisse, z.B. im Bilanzkreiswesen oder ggf. im Rahmen der Netzentgelte.

Begründung:

In Industrieanwendungen finden sich noch bislang ungenutzte Potenziale für das Angebot von Regelleistung. Bisher scheitern jedoch viele Konzepte an den diversen bestehenden untergesetzlichen Regelungen.

2. Empfehlung

Bereits jetzt schon zusätzliche Anreize für die Optimierung und den Ausbau von Tagesspeichern² schaffen, wenn sich dies nicht allein über den Markt (zunehmende Preisvolatilität) abzeichnet und vorrangig durch geeignete Eingriffe in die Marktbedingungen, „nur notfalls“ über zusätzliche finanzielle Förderung.

Begründung:

Simulationsergebnisse zeigen, dass ein gegenüber dem Base case vorgezogener Speicherausbau (Tagesspeicher) das Einspeisemanagement in 2030 um ein Drittel verringern kann. (15 auf 10 TWh). Langfristig (2050) ist ein zusätzlicher Speicherausbau von Tagesspeichern weitgehend wirkungslos, da hier eher Saisonspeicher benötigt werden.

3. Empfehlung

Erstellung und Fortschreibung einer Roadmap für die Vorbereitung einer Markteinführung und Verbreitung von neuen geeigneten steuerbaren Lasten (Elektrolyseure und Elektroautos) mit sehr hohem Integrationspotenzial für fluktuierenden EE-Strom. Die Roadmap sollte auch die notwendigen technischen Anforderungen, geeignete Anreizsysteme und ihre zugehörigen Anspruchsvoraussetzungen im Zeitverlauf umfassen. Zudem Unterstützung von Feldversuchen für den breiten und übergeordnet gesteuerten Einsatz von Wärmepumpen zur Ermittlung ihres Integrationspotenzials für EE-Strom, von geeigneten Auslegungs- und Betriebsstrategien

Begründung:

Die Modellrechnungen auf der Basis des aktuellen Leitszenarios 2010 zeigen, dass die darin ab 2030 eingeführten, exklusiv intermittierend betriebenen Elektrolyseure den Hauptbeitrag von allen untersuchten dezentralen Last- und Speichurmaßnahmen zur EE-Integration leisten. Aus ökonomischen Gründen ist jedoch zu erwarten, dass Elektrolyseure vorzugsweise mit hoher Auslastung (Grundlastbetrieb) eingesetzt werden. In diesem Fall würde das große Lastmanagementpotenzial ungenutzt bleiben und müsste aufwändig durch andere Maßnahmen ersetzt werden. Ähnliches gilt für den Einsatz von Elektroautos.

² Tagesspeicher sind z.B. Pumpspeicher oder vergleichbare Speicher, die in der Regel Zyklen im Stunden bis Tagesbereich aufweisen.

4. Empfehlung

Stärkung der wettbewerblichen Strukturen in den Regelenergiemärkten und bessere Anpassung an Notwendigkeiten der fluktuierenden Erzeugung durch folgende Maßnahmen:

- a) Aufhebung der ausschließlichen Vergabe von Sekundär- und Minutenreserve auf Basis von Leistungspreisen, Einführung eines Vergabekriteriums unter Einbeziehung von Arbeits- und Leistungspreisen
- b) Kriterien für die Zulassung anderer Anbieter als hydraulischer oder thermischer Kraftwerke (z. B. für Betreiber innovativer Technologien wie Speicher oder regelbare Lasten) sollten Teil der Präqualifikationsanforderungen für Primär- und Sekundärreserve werden. Weitere Hürden für die Teilnahme industrieller Lasten (vgl. B4, 1. Empfehlung) sollten abgebaut werden.
- c) Neben der formalen Zulassung von Anbieterpoolung auch in der Primärreserve ggf. entsprechende technische Hemmnisse (Verfügbarkeitsdauern, ggf. Verpflichtung, bereits am Netz zu sein) dafür in der Primär- und Sekundärreserve überprüfen und ggf. beseitigen
- d) Verkürzung der Zeitscheiben in der Minutenreserve und Schaffung geeigneter Möglichkeiten zur kurzfristigen Anpassung der bezogenen Regelenergiemengen an den jeweiligen Bedarf

Begründung:

Die wettbewerbliche Umgestaltung der Regelenergiemärkte kann als noch nicht abgeschlossen gelten. Hier liegt weiterhin noch ungenutztes Potenzial zur Senkung der Regelenergiekosten vor, wozu vor allem die Forderung nach einer Einbeziehung der Arbeitspreise in die Gebotsvergabe gilt. Die weiteren Forderungen sollen auch dazu dienen, dass der Kreis möglicher Anbieter von Regelenergie ausgeweitet wird und die Hürden für die Teilnahme am Regelenergiemarkt gesenkt werden. Sie sollen aber auch verhindern, dass fossile Grundlastkraftwerke durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt monatsweise einen ‚must-run-Charakter‘ bekommen. Zusätzlich tragen sie zu einer besseren Anpassung der gesamten Strommärkte an die nur relativ kurzfristig präzise vorhersehbare fluktuierende Erzeugung bei.

5. Empfehlung

Schaffung (verbesserter) Möglichkeiten zur Teilnahme regelbarer EE-Anlagen an den Regelenergiemärkten

- a) Überarbeitung der Präqualifikationsanforderungen, sofern diese Hemmnisse für regelbare EE-Erzeuger (REE) enthalten
- b) Schaffung eines eigenen EEG-Gesetzestatbestands für die Vermarktung positiver Regelenergie durch regelbare EE-Erzeuger (REE), ggf. auch ohne die Teilnahme an der Direktvermarktung

- c) Untersuchung der Möglichkeit, die Erlöse der REE aus den Regelenergiemärkten unter Beibehalt der EEG-Vergütung und ggf. einer angemessenen Aufwandsentschädigung der EEG-Umlage zukommen zu lassen
- d) Fluktuierend einspeisende EE-Erzeuger (FEE) sollten erst mittel- oder langfristig zur Bereitstellung von Regelenergie beitragen, um eine aktuell volkswirtschaftlich und ökologisch schädliche Drosselung der FEE zu vermeiden.

Begründung:

Diese Maßnahmen dienen der notwendigen Übernahme von Systemverantwortung durch die Erneuerbaren Energien. Sie sollen gegenwärtig vor allem die REE an diese Aufgaben heranzuführen, ohne den Zubau an REE durch schlechtere Investitionsbedingungen zu vermeiden und sollten (durch die mögliche Integration von Erlösen in die EEG-Umlage) mindestens kostenneutral für die EEG-Umlage sein.

6. Empfehlung

Schaffung von bundesweit einheitlichen Regelungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen, welche die Integration der Erneuerbaren Energien in diese Segmente ermöglichen und ihren unterschiedlichen Charakteristika gerecht werden.

Begründung:

Mittelfristig muss sich mit der Frage auseinander gesetzt werden, inwieweit auch im Bereich der Systemdienstleistungen die vom EnWG geforderten Prinzipien der transparenten, diskriminierungsfreien oder marktorientierten Beschaffung angewendet werden sollen. Hier kann durch die Einbeziehung der unterschiedlichen Typen der EE gemäß ihrer spezifischen Charakteristika (FEE oder REE) der Anbieterkreis vergrößert und die Schaffung von ‚must-run-Charakteristika‘ für konventionelle Kraftwerke vermieden werden. Bei der Ausgestaltung solcher Regelungen sollten dabei stets die Kriterien volkswirtschaftlicher Effizienz beachtet werden.

A.3.5 Verhältnis zum KWK-Gesetz

a) Empfehlung

Gleichbehandlung von EE- und KWK-Anlagen durch Anpassung des KWKG hinsichtlich der ferngesteuerten Regelbarkeit der KWK-Stromeinspeisung für Neu- und Bestandsanlagen durch die Netzbetreiber entsprechend §6 EEG.

Begründung:

Die politisch gewollte Gleichbehandlung des Vorrangs von EEG-Strom und KWKG-Strom wurde bislang gesetzlich nicht konsequent „zu Ende geregelt“. Es fehlt insbesondere an mit § 6 EEG vergleichbaren, spezifisch auf die KWK zugeschnittenen Anforderungen zur ferngesteuerten Regelbarkeit der Stromeinspeisung durch die Netzbetreiber. Wichtig wären solche nicht nur für Neu- sondern vor allem auch für Bestandsanlagen (wie es in §§ 66 EEG für EE-Anlagen vorgesehen ist). Auf Grund der insofern derzeit lückenhaften Rechtslage besteht im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements die Gefahr, dass EEG-Strom praktisch in die Rolle der Nachrangigkeit gegenüber KWKG-Strom gerät.

B politische Themenstellungen

B.1 Systemtransformation durch Erneuerbare Energien: Anpassungserfordernisse im aktuellen Strommarktmodell und in der EEG-Welt

B.1.1 Ausgangssituation

Die Elektrizitätswirtschaft befindet sich in einem grundlegenden und weitreichenden Transformationsprozess: die bisherigen Säulen der Strombereitstellung – die fossilen und nuklearen Großkraftwerke – müssen sukzessive ersetzt werden durch Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Die besondere Herausforderung besteht darin, dass es sich dabei zum größten Teil um Anlagen der fluktuierenden Erzeugung handelt, auf deren Basis das Stromsystem der Zukunft gebaut werden soll.

Es ist aktuell davon auszugehen, dass über die Zielrichtung dieses Transformationsprozesses Konsens herrscht unter den im Bundestag vertretenen Parteien; strittig ist allein das Tempo, in dem sich dieser Prozess vollziehen soll und kann.

Der Prozess erfordert grundlegende Anpassungen und Ergänzungen im seit Beginn der Liberalisierung ab 1996 neu entwickelten Strommarktmodell, da die Liberalisierungsidee die Zielrichtung der Systemtransformation nicht voraussehen und sich insofern nur am traditionellen Modell orientieren konnte.

Das Gleiche gilt jedoch auch für das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das zunächst auf die Entwicklung eines Nischenbereichs und auf einen „additiven“ Beitrag zur konventionellen Stromerzeugung zielte. Die politisch gesetzten Ausbauziele bis 2020 und darüber hinaus verlassen nun jedoch endgültig diesen Nischenbereich und befördern die Erneuerbaren Energien schon recht bald in eine systemprägende Rolle. Daraus resultiert zwingend, dass die Erneuerbaren Energien noch stärker in die Systemverantwortung geführt werden und damit die Regelungen des EEG und des energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmens insgesamt harmonisiert werden müssen. Der Vorrang der Erneuerbaren Energien steht in diesem Transformationsprozess nicht zuletzt aus Umwelt- und Klimaschutzgründen nicht zur Disposition.

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes sollen wesentliche Anpassungserfordernisse im bestehenden energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen benannt werden, die sich aus der Formulierung von Oberzielen für die Transformationsphase ableiten. Sofern hier auftretende Fragestellungen in anderen EEG-Erfahrungsberichten behandelt werden, wird im Text darauf hingewiesen.

Der Umgang mit Netzrestriktionen wird hier ausgeblendet, da die Netzintegration im Vorhaben III zum EEG-Erfahrungsbericht behandelt wird und wir hier generell einen neutralen Infrastrukturdienstleister unterstellen, dessen Auftrag darin besteht, etwaige Restriktionen so schnell wie möglich zu beseitigen.

B.1.2 Implizite und explizite Zielsetzungen der Markt- und Systemintegration der EE

Wettbewerb ist kein Selbstzweck, sondern Mittel zum Zweck.
Dies gilt umso mehr für Strommärkte, die

- nach einer jahrzehntelangen Abschirmung vom Wettbewerb erst Mitte der 1990er Jahre politisch auf einen Liberalisierungskurs gezwungen wurden, dessen rechtliche und institutionelle Ausgestaltung sich immer noch in der Lernkurve befindet und bei dem „Altlasten“ aus der Monopolzeit immer noch sehr stark auf das System einwirken und z.T. zu erheblichen Verzerrungen führen;
- vor der Jahrhundertherausforderung einer grundlegenden Systemtransformation stehen, bei der Strom aus erneuerbaren Quellen – und hier insbesondere aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen (FEE) – die dominante Systemsäule bilden werden.

Vor diesem Hintergrund sind die Ziele, die sich hinter der allgemeinen Forderung einer stärkeren Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien verbergen, explizit zu formulieren, um falsche Weichenstellungen zu vermeiden. Als explizite Ziele werden die folgenden Anforderungen identifiziert:

Ökonomische Ziele

kurz- und langfristiger kostenminimaler Nachfrage- / Angebotsausgleich in einem volkswirtschaftlich „optimierten“ Stromsystem

- weitere Senkung der Kosten der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen
- Stärkung des Wettbewerbs auf den elektritätswirtschaftlichen Teilmärkten
- Versorgungssicherheit auch bei dominantem Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen
- Weiterhin hohe ‚Qualität‘ des Stroms (z.B. Frequenzstabilität, Spannungshaltung etc.).

Politische Ziele

- Erreichung der Klimaschutzziele und damit verbunden der EE-, KWK- und Effizienzziele
- breite Förderung von Technologien der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, der Netzintegration, des Ausgleichs von Erzeugung und Bedarf, der Technologiekooperation unter einem Post-Kyoto-Abkommen und zur Stärkung des Exports
- Verringerung / Begrenzung der EEG-Umlage

Es ist offensichtlich, dass es Konflikte zwischen ökonomischen und politischen Zielen geben kann, die im Sinne eines Primats der Politik aufzulösen sind, ohne dabei ökonomische Effizienzgesichtspunkte völlig außer Acht zu lassen.

B.1.3 Implizite Ziele der Forderung nach „bedarfsgerechter Einspeisung“

Neben der Zielsetzung der besseren Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien taucht als eigenständige Zielsetzung häufig der Begriff der „bedarfsgerechten Einspeisung“ auf. Dieser Begriff ist in keiner Weise selbsterklärend, sondern bedarf der besonders sorgfältigen Erläuterung und Erörterung.

Das Attribut „bedarfsgerecht“ signalisiert, dass die Stromerzeugung in einen Zusammenhang mit der Stromnachfrage gebracht wird. Daraus lassen sich drei Konsequenzen ableiten:

- Erzeugungsanlagen müssen gedrosselt/abgeregelt werden, wenn dem erzeugten Strom keine entsprechende Nachfrage gegenüber steht oder
- der erzeugte Strom wird, in der Regel nach einem Umwandlungsschritt, gespeichert und zu einem anderen Zeitpunkt abgerufen oder
- die Nachfrage wird „angebotsgerecht“ verlagert, wo immer das möglich ist.

Im Fokus der Diskussion steht der erste Spiegelstrich, die anderen beiden werden sich letztlich an der Kostenfrage entscheiden.

In der Diskussion über eine Drosselung/Abregelung von EEG-Anlagen sind zunächst grundsätzlich Anlagen der fluktuierenden Erzeugung ohne Brennstoffkosten (FEE) von denen der regelbaren Erzeugung (REE) zu unterscheiden. Bei den REE-Anlagen wäre noch zwischen KWK- und Nicht-KWK zu unterscheiden, diese Frage soll hier aber ausgeblendet werden („Was bedeutet z.B. bedarfsgerechte Einspeisung von Biogasanlagen?“).

Da REE-Anlagen grundsätzlich genauso behandelt werden können wie konventionelle Stromerzeugungsanlagen, spitzt sich die Diskussion über „bedarfsgerechte Einspeisung“ zuallererst auf die Frage zu, unter welchen Umständen FEE-Anlagen gedrosselt bzw. abgeregelt werden sollten.

Da es auf den ersten Blick weder volkswirtschaftlich noch ökologisch sinnvoll ist, Anlagen, bei denen keine variablen Kosten anfallen, zu drosseln/abzuregeln, sind diejenigen Situationen, in denen das trotzdem geboten sein könnte, sehr präzise zu umreißen und zu bewerten. Insgesamt lassen sich hierbei drei Situationen unterscheiden:

- 1) Das Netz ist nicht mehr in der Lage, den Strom aus FEE-Anlagen aufzunehmen bzw. abzutransportieren („Netzrestriktion“).
- 2) Die Systemstabilität ist (unter den heutigen Rahmenbedingungen) gefährdet, wenn die am Netz befindlichen konventionellen Erzeugungsanlagen (weiter) heruntergefahren bzw. abgeschaltet werden. („Stabilitätsrestriktion“)
- 3) Die Gesamtnachfrage ist vergleichbar groß oder kleiner als das FEE-Angebot. („Nachfragerestriktion“)

Während sich die 1. Situation auf der Zeitachse im Anreizregulierungsregime auflösen sollte und insofern keine grundsätzliche Restriktion darstellen sollte, die 3. Situation bis auf sehr wenige Zeitfenster noch nicht aktuell ist, konzentriert sich die derzeitige Diskussion auf die 2. Situation.

Das Problem hier besteht darin, dass die meisten vorhandenen Großkraftwerke (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle) zu einer Zeit gebaut wurden, in der noch nicht absehbar war, wie sich die Erzeugungssituation künftig entwickeln würde. Im heutigen System stellen sie aber zunehmend auf Grund ihrer Leistungsgröße und der Tatsache, dass sie in der Regel maximal auf die Hälfte ihrer Leistung herunter geregelt werden können, starre „Fremdkörper“ dar. Die Einführung negativer Börsenpreise und die in der AusglMechAV festgeschriebenen Regeln zur Begrenzung der Fälle negativer Preise und ihrer Höhe können als Mechanismen zur Minimierung der negativen Effekte eines Stromüberangebots gesehen werden. Sie beseitigen aber nicht die Ursache der negativen Preise, nämlich die im Wesentlichen bei unflexiblen Kraftwerken gegebenen hohen Kosten kurzfristiger Abschaltungen und die daraus resultierenden Abwehrkosten der Abschaltung in Form extremer negativer Börsenpreise. Es ist davon auszugehen, dass dieses Problem sich mit zunehmender Anzahl von Wind- und PV-Anlagen weiter verschärfen wird.

Während in der langen Perspektive somit offensichtlich ist, dass große, unflexible Kraftwerke in einem durch FEE-Anlagen geprägten System systemfremd sind und daher auch nicht mehr zugebaut werden sollten, stellt sich die Frage, wie kurzfristig mit dieser „Altlast“ umzugehen ist.

Brisant wird diese Frage durch die Regelungen des §13 Abs. 2 EnWG, wonach die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) FEE-Anlagen aus Systemverantwortungsgründen abregeln können, ohne sie dafür zu entschädigen. Fakt ist, dass weder die Betreiber der bestehenden Großkraftwerke noch die FEE-Anlagenbetreiber diese Situation zu verantworten haben, aber letztlich nur die FEE-Anlagenbetreiber dafür bezahlen. Hinzu kommt die Unsicherheit, wie lange diese Situation noch bestehen bleibt, sprich: wie lange die vorhandenen Großkraftwerke noch die Eckpfeiler für Systemstabilität setzen und dadurch möglicherweise den FEE-Anlagenzubau beeinträchtigen. Hier ist sicherlich über geeignete Lastenteilungsmodelle nachzudenken; die Frage der „bedarfsgerechten Einspeisung“ ist hiervon jedoch abzutrennen.

Als Zwischenfazit soll festgehalten werden:

Falls keine Netz-, Stabilitäts- oder Nachfragerestriktionen bestehen, entspricht die bedarfsgerechte Einspeisung der FEE-Anlagen der maximalen Einspeisung, d.h. eine Drosselung/Abregelung der Anlagen ist in der Regel weder volkswirtschaftlich noch ökologisch sinnvoll. Bei Stabilitätsrestriktionen ist je nach Inflexibilität der konventionellen Anlagen eine differenzierte Lastenteilung vorstellbar.

Aktuell stellt sich in diesem Zusammenhang jedoch noch eine weitergehende Frage: **Sollten FEE-Anlagen mit Grenzkosten von Null Euro nicht grundsätzlich gedrosselt/abgeregelt werden, wenn das Herunter- und Anfahren konventioneller Anlagen Geld kostet?**

Da das Drosseln/Abregeln von konventionellen Großkraftwerken über einen bestimmten Punkt hinaus stets mit Kosten verbunden ist, hieße das im Klartext Vorrang für diese Kraftwerke. Das ist weder politisch gewollt noch im Sinne einer künftigen Optimierung des Stromerzeugungssystems sinnvoll.

Die Forderung nach einer „bedarfsgerechten Einspeisung“ ist aber genau in diesem Kontext zu sehen: Sollten FEE-Anlagen gedrosselt oder abgeregelt werden, weil konventionelle Großkraftwerke aus Kostengründen nicht vollständig vom Netz genommen werden sollen? In diesem Sinne würden die FEE-Anlagen „bestmöglich“ in das bestehende System integriert, d.h. sie beugen sich der Rationalität von inflexiblen Großkraftwerken, die im künftigen Stromsystem systemfremd sind. Grundsätzlich geht es jedoch darum, dass sich umgekehrt die konventionellen Kraftwerke der Rationalität eines FEE-geprägten Systems anpassen müssen, sich also in ein solches System „integrieren“.

Im ersten Fall – einer Anpassung der FEE-Anlagen an das gerade bestehende System - tragen entweder die FEE-Anlagenbetreiber oder bei Entschädigung die nicht-privilegierten Stromkunden über die EEG-Umlage die Kosten, im zweiten Fall die Kraftwerksbetreiber, insbesondere derjenigen Kraftwerke, die vor Beginn der Liberalisierung risikolos gebaut und bis zur Einführung des Großhandelsmarktes von den gefangenen Endkunden vollständig oder größtenteils bezahlt wurden („stranded benefits“). Diese Kosten zehren dann also systembedingt lediglich einen kleinen Teil der „stranded benefits“ wieder auf, die den Kraftwerksbetreibern bedingt durch den Systemwechsel ohne eigene Leistung in den Schoß gefallen sind.

Unter bedarfsgerechter Einspeisung sollte daher keinesfalls die Anpassung der FEE-Anlagen an die Rationalität des bestehenden Großkraftwerkssystems verstanden werden, vielmehr müssen die Großkraftwerke dazu gebracht werden, dass sie sich bedarfsgerecht – unter vollständiger Berücksichtigung der FEE-Erzeugung - dem sich verändernden System anpassen.

Fazit: Bedarfsgerechte Einspeisung von FEE-Anlagen bedeutet maximale Einspeisung, solange noch konventionelle Kraftwerke am Netz sind, die nicht für die Systemstabilität benötigt werden. Jede Drosselung/Abregelung von FEE-Anlagen ist dann volkswirtschaftlich und ökologisch schädlich – völlig unabhängig davon, ob es sich im Einzelfall durch Ausgestaltung der Rahmenbedingungen betriebswirtschaftlich lohnt.

B.1.4 Anpassungsanforderungen an das aktuelle Strommarktmodell

Während der Transformationsphase des Stromsystems sollte ohne Gefährdung der Systemstabilität gelten, dass

- die Erneuerbaren Energien ein Maximum an elektrischer Arbeit aus konventionellen Kraftwerken verdrängen und dass
- die Notwendigkeit für konventionelle Kraftwerkskapazitäten zur Systemsicherung und zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung auf ein Minimum reduziert wird.

Daraus ergeben sich u.a. folgende vier Anforderungskomplexe:

- a) Maximale Abregelung konventioneller Kraftwerke im Engpassfall, solange die Systemstabilität nicht gefährdet ist und es ökologisch betrachtet die Transformation des Systems nicht konterkariert

- maximaler Druck auf die Kraftwerksbetreiber
- maximale Flexibilisierung der bestehenden Kraftwerke

Diese Frage wird unter Kap. B.2.1 aus energiewirtschaftlicher Sicht und unter Kap. B.2.2.4 aus juristischer Sicht beantwortet.

- b) Mittel- und langfristig ausreichende Verfügbarkeit von Kapazitäten zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung (Reserve und Backup), d.h. effektive ökonomische Signale

- für den Neubau von flexiblen Kraftwerken und Anlagen
- für Investitionen in Tages- und Langzeitspeicher

Diese Frage wird unter Kap. B.2.1.6 erörtert.

- c) Minimierung des Einsatzes von konventionellen Must-Run-Kraftwerken durch

- optimale regelzonen- und länderübergreifende Koordination
- maximale Flexibilisierung der Must-Run-Kraftwerke, d.h. auch Must-Run-Kraftwerke sollten in der Lage sein, sehr weit herunter zu regeln
- Ersatz konventioneller Must-Run-Kraftwerke durch erneuerbare Anlagen (inkl. Stromimport) so weit wie möglich

- d) Minimierung der durch konventionelle Kraftwerke erbrachten Regelenenergie durch

- optimale regelzonenübergreifende Koordination
- Reformierung und wettbewerblichere Ausgestaltung der Regelenenergiemärkte
- Integration der regelfähigen erneuerbaren Anlagen in die Regelenenergiemärkte bzw. Nutzung zur Bereitstellung von Regelenenergie
- Nutzung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien zur Minderung des Regelenenergiebedarfs, wo immer das ökologisch vertretbar ist.
- systematische Integration von Nachfragelasten und neuen – perspektivisch auch dezentralen – Energiespeichern in die Regelenenergiemärkte

Dabei ist allerdings sehr sorgfältig zu beachten, dass die real existierenden Strommärkte in Deutschland keine Märkte im Sinne der ökonomischen Lehrbücher darstellen, sondern durch Marktmacht, Markteintrittsbarrieren, Intransparenz, wettbewerbsverzerrende Altlasten und z.T. mangelhafte Interessenentflechtung gekennzeichnet sind.

B.2 Konventioneller Kraftwerkspark und Erneuerbare Energien – Regelungen außerhalb des EEG

B.2.1 Zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke mittels marktbasierter Instrumente

Ausgehend von dem Oberziel, dass die Erneuerbaren Energien ein Maximum an elektrischer Arbeit aus konventionellen Kraftwerken verdrängen sollen, ergibt sich die Anforderung einer maximalen Abregelungsmöglichkeit und damit einer maximalen Flexibilität dieser Kraftwerke nach unten. Es stellt sich die Frage, inwieweit das bestehende Strommarktmodell bereits genügend ökonomischen Druck in diese Richtung ausübt oder ob es durch zusätzliche Regelungen ergänzt werden sollte.

B.2.1.1 Generelle Überlegungen

Als ‚konventionelle‘ Kraftwerke sollen hier zuerst einmal alle Kraftwerke verstanden werden, die nicht unter einen gesetzlichen Vorrang fallen, d.h. alle Kraftwerke, die weder unter das KWK-G noch unter das EEG fallen. Dieser ‚Nicht-Vorrang‘ konventioneller Kraftwerke bedeutet im Umkehrschluss, dass diese ihre Produktion der Produktion der Vorrang-Kraftwerke unterordnen sollten. Dazu ist es notwendig, die Produktionsentscheidungen der konventionellen Kraftwerke und ihr Angebot in den diversen (und zumeist konnexen) Teilmärkten des Stromsektors zu kennen. Die Identifikation der Teilmärkte des Stromsektors ist notwendig, damit die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren nicht dazu führt, dass diese in ein *bestehendes* suboptimales Marktmodell eingebunden werden. Vielmehr geht es darum, Marktprozesse anzupassen oder zu schaffen, mit denen langfristig die systemprägende Rolle der Erneuerbaren und ein optimiertes und nachhaltiges Zusammenspiel mit

- den notwendigen Back-up-Kapazitäten
- den Erbringern der notwendigen Systemdienstleistungen

unterstützt wird. Dies erfordert ein Verständnis des Stromsektors, bei dem die einzelnen ‚Güter‘ (elektrische Arbeit, Leistung, Systemdienstleistungen) nicht unabhängig voneinander betrachtet und optimiert werden sollten.

Es können grob drei Typen von Märkten unterschieden werden:

- Großhandelsmärkte („Kilowattstundenmärkte“)
 - Terminmarkt/OTC
 - Day ahead
 - Intraday
 - Reservemarkt
 - Verlustenergiemarkt
 - Bilanzkreisausgleich

- Regelenenergiemärkte zur Frequenzhaltung (Bereitstellung von Leistung und Abruf von Arbeit)
 - Primärregelung
 - Sekundärregelung
 - Minutenreserve
- Weitere Systemdienstleistungen (über Erbringung von Arbeit und Bereitstellung von Leistung hinausgehend)

B.2.1.2 Zur marktorientierten Fahrweise der konventionellen Kraftwerke

Zunächst soll den Mechanismen, die zur Produktionsentscheidung jedes Kraftwerks - aber vor allem der aggregierten Summe der Produktion konventioneller Kraftwerke - führen, besondere Aufmerksamkeit geschenkt werden. Diese Produktionsentscheidungen finden im Wesentlichen in einem marktbezogenen Prozess statt. Sowohl konventionelle Stromerzeuger als auch Lieferanten bevorzugen nach Aussagen von Branchenexperten gegenwärtig langfristige Absatz- bzw. Einkaufsstrategien, d.h. Geschäftsabschlüsse im Terminhandel. Dabei tritt die Frage auf, ob und inwieweit Auswirkungen der FEE auf den Spotmarkt zukünftig zu einer Änderung der Absatz- und Einkaufsstrategie führen können und welche Maßnahmen zu ergreifen wären, wenn diese Bevorzugung langfristiger Geschäftsabschlüsse auch in der Zukunft Bestand haben wird.

Weiterhin ist davon auszugehen, dass bedeutende Entscheidungen zur Fahrweise von konventionellen Kraftwerken durch die monatlichen Ausschreibungen von Primär- und Sekundärreserve beeinflusst werden.

In der Primärreserve wird der Gebotszuschlag an einzelne Kraftwerke vergeben. Somit muss das bezuschlagte Kraftwerk sicherstellen, dass es für den betreffenden Monat auch dauerhaft am Netz ist.

Dies führt einerseits zu einer Vorselektion möglicher Anbieter (solche, die den ganzen Monat mit der für die Erbringung der Primärreserve notwendigen Leistung am Netz sind). Andererseits müssen diese Anbieter dann „um jeden Preis“ mindestens diese Leistung am Netz haben, da sie sonst ihren vertraglichen Verpflichtungen nicht gerecht werden.

Gegenwärtig kann davon ausgegangen werden, dass die Primärregelleistung von (fossil-nuklearen) Grundlastkraftwerken erbracht wird.

Diese monatlichen Fristen werden gemäß der Festlegung BK6-10-097 der Bundesnetzagentur vom 12.4.2011 durch wöchentliche Fristen ersetzt. Gleichzeitig wird die Mindestlosgröße für Primärregelleistungsangebote auf 1 MW reduziert und die Besicherung der kontrahierten Anlagen durch Anlagen Dritter gestattet. Diese Regelungen sollten dazu führen können, dass die bislang gültige, regelimmanente Bevorzugung von Großkraftwerken und vor allem großen Anbietern mit einem umfassenden konzerneigenen Anlagenbestand unterbunden wird. Die Realisierung dieser Substitutionspotentiale nach der Umsetzung dieser neuen Regeln sollte wissenschaftlich begleitet und überwacht werden.

In der Sekundärreserve könnte dieses Problem zu einem gewissen Maß ebenso bestehen, sofern die seit 2009 bestehende Möglichkeit zur gepoolten Erbringung der Sekundärreserve nicht oder nur unzureichend genutzt wird. Wenn Pools statt einzelner Kraftwerke gemeinsam Sekundärreserve erbringen, wird die Wahrscheinlichkeit verringert, dass einzelne Kraftwerke partout am Netz bleiben müssen. Der Nutzung der Möglichkeiten der Poolung (als eines der vorgeschlagenen Instrumente zur Angebotsdiversifizierung in den Regenergiemärkten) sollte folglich verstärkt Aufmerksamkeit geschenkt werden.

Analog zur Primärreserve werden ebenso ab dem 27.6.2011 neue Regeln für die Sekundärreserve gelten (Herabsetzung Mindestlosgröße auf 5MW, wöchentliche Ausschreibungen und Einführung eines Sekundärmarktes zur Besicherung kontrahierter Anlagen, vgl. Festlegung BK6-10-098). Auch hier sollte genau darauf geachtet werden, inwieweit diese neuen Regeln zu einer verstärkten Einbindung weiterer Anbieter und Kraftwerks- oder Lasttypen führen wird.

Es bleibt jedoch festzuhalten, dass wesentliche Entscheidungen, die die Fahrweise konventioneller Kraftwerke betreffen, lange Zeit vor den jeweiligen day-ahead-, wenn nicht sogar intra-day-Geboten und damit ziemlich unabhängig vom Aufkommen fluktuierender Erzeugung getroffen werden. Die Festlegungen der Bundesnetzagentur vom 12.4.2011 zur Primär- und Sekundärreserve sind bedeutender Schritt zur Minimierung des must-run-Charakters unflexibler Großkraftwerke. Sie müssen jedoch aufmerksam begleitet und von weiteren Maßnahmen zur Flexibilisierung der Märkte und des Kraftwerkseinsatzes begleitet werden.

In den Kurzfristmärkten (Minutenreserve, day-ahead, intra-day) werden dementsprechend wesentlich weniger Produktionsentscheidungen getroffen als bei oberflächlicher Betrachtung angenommen.

Die Bieter in den Minutenreserveauktionen können als heterogen gelten und weisen unterschiedliche Gebotsstrategien auf: Es sind zumeist (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) folgende Anlagen:

- Konventionelle Kraftwerke, die ihre gesamte oder einen Teil ihrer Leistung gewinnbringender im Minutenreservemarkt als an der EEX vermarkten können
- Fossile KWK (unterliegen keinem Doppelvermarktungsverbot)
- kurzfristig flexible, zumeist industrielle größere Lasten, die einzeln oder als Teil eines Pools bieten,
- Spitzenlasterzeuger [Notstromaggregate, Spitzenlastkessel von (B)HKW], die sehr kurzfristig zu- oder abgeschaltet werden können.

Es ist davon auszugehen, dass das Angebot an Minutenreserve nur in Teilen durch die Liquidität des day-ahead-Handels und durch die Prognosen der fluktuierenden Erzeugung beeinflusst wird. Dies sollte vor allem für größere konventionelle Kraftwerke und die Spitzenkessel von (B)HKW gelten, die einen Teil ihrer Leistung als Koppelprodukt in der Minutenreserve anbieten. Gerade die

Minutenreserve eröffnet jedoch nicht unerhebliche Möglichkeiten zum „strategischen“ Bieten: Da die Vergabe gegenwärtig ausschließlich über Leistungspreise erfolgt, steht es den Bietern frei, prohibitive Arbeitspreise zu bilden, die ihren Abruf sehr unwahrscheinlich werden lassen, während sie gleichzeitig von den Leistungspreisen profitieren können. Dieses Manko sollte bei der Festlegung neuer Regeln für jegliche Art von Regelenergie beachtet werden.

Zu untersuchen bleibt im Hinblick auf eine Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke in den bestehenden Kurzfristmärkten auch die zeitliche Abfolge der einzelnen Gebots- bzw. Zuschlagsfristen und deren Zusammenspiel mit der Veröffentlichung der EE-Prognosen durch die ÜNB. Die Fristen der Kurzfristmärkte sollten (so weit möglich) so koordiniert werden, dass einzelne Kraftwerke für den Folgetag keinen „must-run-Charakter“ bekommen. Weiterhin wäre, so lange es noch nicht-entflochtene ÜNB mit konzerneigenen Erzeugungssparten gibt und diese damit einen Wissensvorsprung gegenüber ihren Konkurrenten am Markt besitzen, eine Verpflichtung der ÜNB auf eine vorbörsliche Bekanntgabe der Prognosen der fluktuierenden Erzeugung und gegebenenfalls der übrigen (regelbaren) mit einem Vorrang belegten Erzeugung wünschenswert. Dabei ist es vorstellbar, dass die regelbaren Vorrang-Kraftwerke in der Zukunft Einspeisefahrpläne an die ÜNB liefern. Dadurch ließe sich die EE-KWK-Prognose präzisieren, und die zeitnahe Veröffentlichung dieser Prognose böte allen Marktteilnehmern der Kurzfristmärkte die gleichen Informationen wie den ÜNB. Somit könnten Fehleinschätzungen der Marktteilnehmer in Bezug auf die vorrangige Einspeisung vermindert werden.

Zur besseren Anpassung der Kurzfristmärkte des Stromsektors sollte daher auf eine bessere Synchronisierung der einzelnen Märkte, ihrer jeweiligen Gebots- und Zuschlagsfristen sowie auf eine verbesserte Transparenz für alle Marktteilnehmer in Bezug auf die Prognosen der vorrangigen Einspeisungen geachtet werden.

B.2.1.3 Vermeidung von Inflexibilitätskosten durch konventionelle Kraftwerke

Neben der Beachtung der Rolle diverser Marktmechanismen bei der Erstellung der Kraftwerksfahrpläne sollte auch untersucht werden, inwieweit konventionellen Kraftwerken gegenwärtig Möglichkeiten verbleiben, den notwendigen Flexibilisierungsanforderungen auszuweichen oder die Übernahme von Inflexibilitätskosten zu umgehen. Folgende Möglichkeiten kommen hierfür in Betracht:

- a) Konventionelle Kraftwerke bieten in den Regelenergiemärkten Koppelprodukte an und gleichen hiermit die Folgen erwarteter negativer Preise aus. Dies könnte gerade im Minutenreservemarkt der Fall sein.
- b) Die konventionellen Erzeuger, die ihre Produkte bereits größtenteils im Terminmarkt auskömmlich vermarktet haben, tragen auf Grund des Fehlens negativer Preise im Terminmarkt ein deutlich geringeres Risiko.

- c) Zuletzt bietet auch der Stromexport (über die 17 GW Grenzkuppelstellen) eine Möglichkeit, extreme negative Preise in der EEX-Preiszone zu umgehen. Dabei ist die Möglichkeit der Entlastung der Netze bzw. des Verkaufs ins Ausland prinzipiell zu begrüßen, so lange dieser nicht dazu führt, dass konventionelle Kraftwerke Gewinne erzielen können, während im gleichen Moment die durch das Stromüberangebot bestehenden negativen Börsenpreise über die EEG-Umlage den Stromkunden aufgebürdet werden.

In der Summe bleibt festzuhalten, dass die bestehenden Marktmechanismen selbst Quellen für unflexibles Verhalten konventioneller Kraftwerke sein können und dass konventionelle Kraftwerke bestehenden marktbezogenen Sanktionen unflexibler Einspeisung durchaus ausweichen können.

B.2.1.4 Hilfreiche negative Börsenpreise?

Seit Mittwoch, dem 19.12.2007 ist im Intraday-Stromhandel an der EEX die Eingabe von Geboten mit negativen Preislimits und somit der Abschluss von Geschäften mit negativen Handelspreisen möglich. Mit der am 1. September 2008 erfolgten Migration der Stundenauktion am Spotmarkt der EEX auf das Handelssystem ComXerv (Commodities Exchange Services) ist auch hier der Abschluss von Stromhandelsgeschäften zu negativen Preisen möglich geworden. Negative Preise sind in der Day-ahead-Auktion der EEX seit dem 4. September 2008 zulässig und traten zum ersten Mal am 22. Dezember 2008 auf.

Bis zu 95% der Stromproduktion deutscher Kraftwerke wird bereits über den Terminmarkt mit längeren Vorlaufzeiten verkauft. Der Handel am Spotmarkt erfüllt im Wesentlichen drei Funktionen:

- Korrektur von ‚Fehlmengen‘ des langfristig im Voraus eingekauften Stroms durch die Händler;
- Ausgleich von Unter- und Überspeisungen der Bilanzkreise
- permanente Make-or-buy-Entscheidungen der Kraftwerksbetreiber bei ausreichend flexiblen Kraftwerkskapazitäten.

Durch das Auftreten negativer Börsenpreise entfaltet sich theoretisch ein ökonomischer Druck auf die Kraftwerksbetreiber, ihre Kraftwerke abzuregeln, soweit ihnen das technisch möglich ist. Allerdings entfaltet sich der Anreiz nur in eine Richtung: sie werden finanziell belohnt, wenn sie abregeln (können), sie werden aber nicht bestraft, wenn sie nicht abregeln – wenn man einmal von den rechnerischen Opportunitätskosten absieht, die ihnen dadurch entstehen. Gerade Grundlastkraftwerke haben ihre Produktion in aller Regel schon sehr weitgehend auf dem OTC-Markt verkauft und daher keine ökonomische Notwendigkeit, den Spotmarkt in Anspruch zu nehmen.

Bislang ist nicht umfassend analysiert worden, wie es zu den negativen Börsenpreisen gekommen ist. U.a. folgende Ideen kursieren:

- Kraftwerksbetreiber (und darunter vor allem strategisch agierende Regelernergieanbieter) treffen im Rahmen der Flexibilitätsspielräume ihrer Anlagen fortwährende Make- oder Buy-Entscheidungen.

- Die Tradingfloors der Energiekonzerne treiben mit ihren Angeboten gezielt den Preis nach unten und füllen dann ihre Pumpspeicherkraftwerke; die Zeche zahlen die Stromkunden über die EEG-Umlage.
- Marktversagen (z.B. wegen fehlender Handelsaktivität am Wochenende), d.h. die Marktteilnehmer befinden sich noch in der Lernkurve und wurden durch die Preisentwicklung überrascht.

Die bislang aufgetretenen negativen Börsenpreise lassen sich zumindest von ihrem Wert her nicht nachvollziehen.

Die Bundesnetzagentur hat zudem im Frühjahr 2010 resümiert, dass der ökonomische Druck negativer Börsenpreise bislang offensichtlich nicht ausgereicht hat, um Braunkohle- und insbesondere Kernkraftwerke signifikant zum Abregeln zu bewegen. Zu diesem Ergebnis kommt auch Nicolosi in seiner Datenauswertung vom März 2010 [3].

Die angenommene Lenkungswirkung negativer Börsenpreise beruht auf der ökonomischen Logik, dass damit Demand-Side Managementoptionen aktiviert und flexible Kraftwerke abgeregelt werden sollen. Dabei dürfen jedoch zwei grundlegende Punkte nicht vergessen werden:

- Negative Börsenpreise können sich nur ergeben, wenn es für inflexible (Grundlast-) Kraftwerke kostengünstiger ist, Geld für ihren Betrieb zu zahlen als die Kraftwerke abzuregeln.
- Die negativen Preise werden durch die Gebote des konventionellen Grenzkraftwerks gesetzt. Ihre Höhe hängt somit ausschließlich von den Inflexibilitätskosten des bestehenden Grundlastkraftwerks ab. Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien weisen keinerlei Inflexibilitätskosten auf.

Insofern ist auch die aktuelle Neufassung des § 8 der AusglMechAV zu hinterfragen [Bundesnetzagentur, Referentenentwurf vom 22.09.2010]. Diese betrifft die Fälle, in denen im Spotmarkt der Aufruf zu einer zweiten Auktion ergeht. In diesen Fällen sollen zukünftig den EE zufallsgesteuert negative Preise bis zu einer maximalen Höhe von -350 €/MWh zugeteilt werden, obwohl die EE diese auf Grund ihrer Grenzkosten von Null niemals haben können. Da die maximale Höhe der nicht mehr unlimitiert eingestellten EE bekannt ist (-350 €/MWh), können die konventionellen Erzeuger, die es sich leisten können, stundenweise dieses Limit auch nur um einen Euro unterbieten und damit die vorrangige Einspeisung der EE aushebeln. Konventionelle Anbieter können aber selbst bei Geboten, die zwischen -350 und -150 €/MWh liegen, mit einer recht hohen Wahrscheinlichkeit zum Zuge kommen.

Gegebenenfalls könnte dann der EE-Vorrang wieder dadurch eingerichtet werden, dass die Höhe der negativen Preise der konventionellen Anbieter auf -149,99 €/MWh begrenzt würde. Dieses ‚verordnete‘ untere Preislimit würde dann wohl zu einer (je nach Nachfrage partiellen) Abregelung der Nicht-Vorrang-Kraftwerke führen. Diese Regelung würde aber finanzstärkere konventionelle Anbieter bevorzugen und immer noch eine starke Belastung der EEG-Umlage darstellen. Die im Rahmen der geltenden Börsenregeln mögliche Vergabe negativer Börsenpreise an die EE ist daher grundsätzlich in Frage zu stellen.

Gegebenenfalls mag diese Neufassung dazu dienen, die viel beklagte mangelnde Transparenz der EE-Verkaufsgeschäfte der ÜNB zu erhöhen. Sie stellt aber für den Umgang mit dem EE-Vorrang eine Verschlechterung dar, da die Anzahl der Stunden nicht mehr zahlenmäßig begrenzt ist und das Umgehen des EE-Vorranges unter der Bedingung einer ausreichend großen Liquidität sehr einfach gemacht wird.

Gleichzeitig könnten gerade die Konzerne, die sowohl Grundlastkraftwerke als auch Pumpspeicherkraftwerke in ihrem Erzeugungsportfolio halten, den monetären Schaden durch einen „Trade-off“ zwischen ihren unterschiedlichen Kraftwerkstypen begrenzen.

Im Jahr 2011 sind zwar bislang erst wenige Fälle negativer Börsenpreise aufgetreten, was dem reduzierten Winddargebot geschuldet sein kann, aber auch der Einberufung des Moratoriums der AKW oder auch dem veränderten und flexibilisierten Verhalten der Marktteilnehmer. Die Umsetzung des revidierten § 8 der AusglMechAV in der Version vom 8.12.2010 ist daher engmaschig zu verfolgen. Hier wäre für die Schaffung der notwendigen Transparenz zu sorgen, damit die Fälle einer zweiten Auktion im Nachhinein auf solch strategisches Verhalten konventioneller Kraftwerksbetreiber hin überprüft werden können.

Es ist zusätzlich davon auszugehen, dass diese Neuregelung auch keine zusätzlichen Anreize für Demand-Side-Managements (DSM) bieten wird. Diese sollten einerseits bereits bei Börsenpreisen von Null bestehen. Andererseits bleibt zu hinterfragen, inwieweit dieses stochastische Auftreten selbst negativer Preise von rund -350€ dazu geeignet sind, *zusätzliche* Flexibilitätspotenziale in der Industrie zu erschließen.

Insgesamt stellt sich daher zu diesem Zeitpunkt noch eine Fülle von Fragen:

- Wer waren die Anbieter, wer die Nachfrager in den bisherigen Situationen negativer Börsenpreise (day ahead, intraday)?
- Wer waren die Gewinner, wer die Verlierer dieser Preiskonstellationen?
- Ist eine Wälzung der negativen Preise auf die EEG-Umlage mit dem Vorrangprinzip für EE kompatibel?
- Welche Rationalität steckt hinter den absoluten Werten dieser Preise?
- Warum wirkte das ökonomische Signal nur sehr begrenzt auf die Grundlastkraftwerke?
- Ist auf Grund des stochastischen Eintretens negativer Börsenpreise zu erwarten, dass diese Anreize zu Demand Side Management industrieller Großverbraucher leisten können?
- Wie wirken Regellenergienmärkte und Spotmarkt zusammen?

Insgesamt stehen die negativen Börsenpreise an der EPEX in Europa immer noch ziemlich allein. Sie sind offensichtlich der deutschen Sondersituation geschuldet, dass hier ein erheblicher und wachsender Anteil fluktuierender Erzeugung auf einen sehr großen inflexiblen Grundlast-Kraftwerkspark trifft. Diese Inflexibilität im System kostet Geld, und die negativen Börsenpreise dienen als Ventil, diese Kosten über die EEG-Umlage zu sozialisieren und sie nicht den Kraftwerksbetreibern aufzubürden. Hinzu kommt, dass sich diese Preise bislang nicht am Terminmarkt widerspiegeln, der für die Kraftwerksvermarktung

entscheidend ist, und es aktuell völlig offen ist, ob es hier auf absehbare Zeit zu Angleichungen kommt.

Eine weitere ungeklärte Frage bezieht sich darauf, inwieweit sich die niedrigen bzw. negativen Börsenpreise auf Grund der hohen Einspeisung fluktuierender Erzeugung auch auf den Terminmärkten niederschlagen, oder ob insbesondere den Nachfragern auf den Terminmärkten im Rahmen ihrer Risikospiele überhaupt die Möglichkeit einer Eindeckung am Spotmarkt zur Verfügung steht.

Bislang kann nicht sicher davon ausgegangen werden, dass die angenommene Lenkungswirkung der negativen Börsenpreise in Bezug auf die Flexibilisierung des Kraftwerksparks erzielt worden ist. Gleichzeitig führen diese zu einer finanziellen Belastung sowohl der EEG-Umlage als auch der Mehrzahl der übrigen Börsenteilnehmer. Damit sollte die Abschaffung der negativen Börsenpreise als Alternative zu komplexen Reformen der AusglMechAV erwogen und zugleich der vorrangige Verkauf der EE sichergestellt werden.

B.2.1.5 Zusammenfassung: Erhöhung des ökonomischen Drucks zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke

Solange ein Großteil des bestehenden Kraftwerksparks aus abgeschriebenen Altanlagen besteht, die ihren Strom in erster Linie auf dem Terminmarkt vermarkten, scheinen die Inflexibilitätskosten in Form von Opportunitätskosten gegenüber der Spotmarkvermarktung keinen wirksamen ökonomischen Steuerungsdruck ausüben zu können, zumal es sich bei diesen Kosten lediglich um entgangene Zusatzerlöse handelt, die die ohnehin bereits sehr hohen Nettogewinne dieser Anlagen nur marginal steigern würden. Das könnte sich allenfalls durch extrem negative Börsenpreise ändern, die jedoch auf Grund der realen Marktverhältnisse nicht akzeptabel erscheinen.

Hinzu kommt die Möglichkeit, durch gleichzeitige Vermarktung der Anlagen auf den Regelenergiemärkten zusätzliche Erlöse zu generieren, die tatsächliche, auf dem Spotmarkt anfallende, Kosten überkompensieren würden.

Insgesamt erscheint es aktuell sehr wenig aussichtsreich, im bestehenden Strommarktmodell einen zusätzlichen ökonomischen Druck zur Flexibilisierung im Sinne einer maximalen Abregelung von konventionellen Kraftwerken aufzubauen. Der bestehende Druck resultiert im Wesentlichen aus der Vorrangregelung für EEG-Anlagen. Dieser Vorrang kann jedoch, bei einer Beibehaltung des status quo der existierenden Marktgegebenheiten konterkariert werden, wofür bereits die Existenz des § 8 der AusglMechAV spricht: Gegenwärtig erfolgt die Vermarktung der Erneuerbaren Energien durch die ÜNB ausschließlich – aufgrund der AusglMechAV – in den börslichen Spotmärkten, d.h. prinzipiell im day-ahead-Markt mit einer Vermarktung von Differenzmengen zu den diversen Prognosen im intra-day-Markt.

Diese Konzentration auf die börslichen Kurzfristmärkte setzt jedoch voraus, dass diese Märkte auch zukünftig eine ausreichende Liquidität besitzen, um die zu vermarktenden Mengen auch aufnehmen zu können.

Insofern ist, um die prioritäre Position der konventionellen Energieträger im Markt - die der Durchsetzung des Vorrangs des EEG-Stroms entgegen

steht - zu beenden, über eine Öffnung der Terminmärkte oder anderer nicht kurzfristiger Märkte des Stromsektors für EE und der hierfür notwendigen Anpassungen bestehender Regelwerke nachzudenken. Dabei sollte den EE auch die Möglichkeit gegeben werden, im Rahmen eines Verbleibs im EEG an den bestehenden Märkten teilzunehmen.

Generell gilt dabei, dass regelbare und fluktuierende erneuerbare Erzeugungsanlagen unterschiedlich behandelt werden sollten. Die dargebotsabhängigen Energieträger Wind und Sonne, d.h. die FEE, können gegenwärtig nur für einen begrenzten Zeitraum mit hoher Genauigkeit prognostiziert werden.

Regelbare Erneuerbare, und hierbei v.a. Biomasseanlagen sind (sofern notwendige technische Voraussetzungen, auch in Bezug auf Wärmeauskopplung und der Speicherung entweder des Brennstoffs oder der erzeugten thermischen Energie erfüllt sind) planbar. Damit können sie technisch gesehen bereits heute eine Vermarktung in den unterschiedlichen Teilmärkten des Stromsektors anstreben und können zukünftig immer stärker an der Erbringung diverser Systemdienstleistungen beteiligt werden. Diese Möglichkeiten sollten für die EE auch innerhalb des EEG geschaffen werden, da nicht davon auszugehen ist, dass alle (R)EEG-Stromerzeuger kurz- oder mittelfristig in die Direktvermarktung wechseln können.

In Bezug auf die Erbringung weiterer Systemdienstleistungen können jedoch auch unabhängig von der Unterteilung in REE und FEE weitere spezifischen Aufgabenteilungen sinnvoll sein (z.B. Blindleistungskompensation durch dezentrale Anlagen wie sie z.B. für neue PV-Wechselrichter für Anlagen > 3,86 kVA Nennwirkleistung sukzessive ab Juli 2011 vorgeschrieben ist).

Zur Erreichung des Ziels einer Flexibilisierung des Kraftwerksparks ist daher eine Anpassung der bestehenden Marktregelwerke notwendig. Hierzu sollte durchaus auch die Abschaffung der negativen Börsenpreise zählen. Darüber hinaus sollten zusätzliche ordnungsrechtliche Regelungen erwogen werden.

B.2.1.6 Ausblick: Instrumente zur Refinanzierung von flexiblen Backup-Kapazitäten

Zum Ausgleich der z.T. starken Schwankungen der fluktuierenden Erzeugung bedarf es flexibler Kapazitäten, die bei Bedarf Leistung bereitstellen oder auch schnell heruntergefahren werden können.

Je nach Dauer der Inanspruchnahme kann man hier unterscheiden zwischen

- Regelernergie (bis 60 Minuten)
- Reserveenergie zum Ausgleich von im wesentlichen temporären Schwankungen
- Backup-Kapazitäten zum Ausgleich von saisonalen Schwankungen

Während bei der Reserveenergiebereitstellung insbesondere Pumpspeicherkraftwerke oder temporär abgeregelte Kraftwerke zum Einsatz kommen können, sollen unter Backup-Kapazitäten jene Anlagen verstanden werden, die auf Dauer die fluktuierende Erzeugung flankieren und somit die Versorgungssicherheit von der Angebotsseite her

garantieren können. Technisch und ökonomisch kommen aktuell insbesondere Gasturbinen/Gas-GuD-Kraftwerke oder Langzeitspeicher (s. dazu Kapitel C.2.1.4) in Frage. Theoretisch könnten auch Kohlekraftwerke die Backup-Funktion ausfüllen, allerdings ist die Regelfähigkeit bestehender Anlagen sehr begrenzt, und eine Wirtschaftlichkeit neuer Kraftwerke wäre mit Vollbenutzungsstunden von deutlich unter 5.000 sehr unwahrscheinlich.

Unabhängig jedoch von der konkreten Technologie stellt sich die Frage, wie diese künftigen Backup-Kapazitäten finanziert werden können. Der grenzkostenpreisbasierte Börsenmechanismus jedenfalls erlaubt theoretisch nur dann eine Refinanzierung der Kapitalkosten von Grenzkraftwerken, wenn es zwischendurch immer mal wieder Preis-Peaks gibt, die deutlich über den Grenzkosten der Grenzkraftwerke liegen. Abgesehen davon, dass wohl keine Bank auf einer solchen Grundlage ein Kraftwerk finanzieren würde, wären die Risiken für den Investor so hoch, dass eine Realisierung äußerst unwahrscheinlich ist.

Für dieses Grundproblem des liberalisierten Strommarktes gibt es noch keine Lösung, sondern nur erste abstrakte Lösungsideen wie Kapazitätsmärkte, zusätzliche Reserveprodukte / Ausschreibungen oder Integrationsbilanzkreise, bei denen Bilanzkreisverantwortliche für die Erbringung der Residuallasten sorgen. Hier wird nicht nur aber auch das Bundeswirtschaftsministerium nach §51 EnWG aufgefordert sein, im Rahmen des Monitorings der Versorgungssicherheit entsprechende Lösungskonzepte auszuarbeiten.

B.2.2 Rechtliche Integration der Stromerzeugung aus EE – Anpassungen im Energiewirtschaftsrecht

B.2.2.1 Einleitung - Problemstellungen

Die rechtliche Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den systematisch übergeordneten Regelungsbereich des Energiewirtschaftsrechts ist noch unvollendet. Das EEG als spezielles Steuerungsinstrument für den Ausbau der EE-Stromerzeugung und -nutzung wird von den Vorschriften des (allgemeinen) Energiewirtschaftsrechts in seiner Geltung zwar respektiert. Doch die aus den klimapolitisch motivierten Ausbauzielen für die EE resultierenden spezifischen Erfordernisse zur Änderung der energiewirtschaftlichen Bedingungen und Strukturen werden im Energiewirtschaftsrecht bislang nur zum Teil und nicht immer auf zufriedenstellende Weise reflektiert.

Besonders deutlich wird das an den für die notwendigen Erweiterungen des Elektrizitätsnetzes unzureichenden Rahmenbedingungen zum Netzausbau, die aus fachlicher Sicht in dem eigenständigen Vorhaben EEG-III näher betrachtet werden. Da der Teilkomplex Netzausbau und Netzintegration nach dem vorgegebenen Vorhabenszuschnitt nicht Gegenstand dieses Teils des wissenschaftlichen Berichts zum Erfahrungsbericht (EEG-V) ist, werden die betreffenden Bestimmungen hier allerdings nur relativ grob angesprochen (siehe unten, Kap. B.2.2.7 zur energiewirtschaftlichen Netzplanung).

Außerhalb des Teilkomplexes Netzausbau/Netzkapazitäten sind als für den Ausbau der EE relevante Probleme und Herausforderungen folgende,

für das Energiewirtschaftsrecht relevanten Punkte, identifiziert und untersucht worden:

- 1) die noch unzulängliche Reflexion der längerfristigen klimapolitischen Zielsetzungen und des EE-Vorrangs in den allgemeinen Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts (siehe Kap. B.2.2.2),
- 2) die mit dem EEG nicht klar abgestimmten und nicht unter Beachtung der Vorrangziele ausgestalteten Vorschriften zum Engpassmanagement (siehe Kap. B.2.2.3),
- 3) das Fehlen anlagenbezogener energiewirtschaftlicher Anforderungen an die Regelbarkeit für konventionelle Erzeugungsanlagen (siehe Kap. B.2.2.4),
- 4) die nicht ausreichenden Bestimmungen zur Berücksichtigung EE-bedingten Netzausbaumaßnahmen im Rahmen der Anreizregulierung (siehe Kap. B.2.2.5).

Kurz angesprochen werden außerdem die im Vorhaben EEG-IV näher betrachteten Bestimmungen zum Einsatz von Regelenergie (siehe Kap. B.2.2.6).

Auf die speziellen Bestimmungen des KWKG wird im Rahmen der Ausführungen zu Arbeitspaket 2 eingegangen (siehe unten, Kap. B.2.3.1).

B.2.2.2 Reflexion der klimapolitischen Zielsetzungen und des EE-Vorrangs im EnWG

§ 1 Abs. 1 EnWG benennt als Zweck des Gesetzes eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche“ leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas. Die Reihenfolge der Ziele lässt dabei keine Rückschlüsse auf eine Rangfolge zu. Aus dem Fünfklang der Ziele ergibt sich eine in sich spannungsreiche Zielppluralität, welche die konkrete Gesetzesanwendung nur begrenzt steuern kann. Aus der Vorschrift ist ein Berücksichtigungs- und Optimierungsgebot herauszulesen, nach dem grundsätzlich alle Ziele in einer Weise zu berücksichtigen sind, dass sämtliche genannten Zwecke möglichst optimal zur Wirkung gelangen [4]. Mit § 1 Abs. 1 EnWG werden zwar neben die „traditionellen“ energiewirtschaftlichen Hauptziele der sicheren, zuverlässigen und preisgünstigen Versorgung auch weiterreichende Ziele des Umwelt- und Verbraucherschutzes als gleichrangige Bestandteile des Gesetzeszweckes anerkannt. In zentralen konkreten Vorschriften des Gesetzes findet diese Weite des Gesetzeszweckes aber keinen angemessenen Niederschlag. So wird z.B. in den grundlegenden Aufgabenbeschreibungen für die Netzbetreiber allein auf die sichere und zuverlässige Versorgung abgehoben (vgl. §§ 11, 12 EnWG).

Dazu passt, dass § 1 Abs. 2 EnWG speziell für die Regulierung der Netze neben dem Ziel der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs der Netze lediglich die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs aufführt. Die Hervorhebung lässt unklar erscheinen, inwieweit hierbei Ziele des

Umweltschutzes mit zu berücksichtigen sind. Systematisch spricht zwar viel dafür, in § 1 Abs. 2 EnWG lediglich eine spezifische Ergänzung und keine Verdrängung des § 1 Abs. 1 EnWG zu erkennen. Eindeutig ist das aber nicht.

Das Verhältnis zum EEG (und zum KWKG) wird in § 2 Abs. 2 EnWG lediglich schematisch durch eine Abgrenzungsklausel angesprochen, indem die betreffenden Gesetze (weitestgehend) für „unberührt“ erklärt werden. Eine Verschränkung der beteiligten Gesetze oder eine innere Durchdringung des EnWG in dem Sinne, dass die Ziele des EEG und des KWKG im Rahmen des Energiewirtschaftsrechts zu berücksichtigen sind, ist im Wortlaut der Vorschriften nicht angelegt. Sie ist jedoch notwendig, wenn die strategischen politischen Ziele zum Ausbau der Nutzung Erneuerbaren Energien im Energiewirtschaftsrecht wirksam zum Tragen kommen sollen. Es mag zwar sein, dass aus bloßen gesetzlichen Zielbestimmungen auf Grund ihrer allgemein gehaltenen Stellung im Gesetz nur begrenzt konkrete Folgerungen abgeleitet werden können. Ihnen ist jedoch eine wichtige Signalwirkung zu entnehmen, sowohl gegenüber den Rechtsanwendern als auch – als Auslegungsmaxime – gegenüber den Gerichten und als Handlungsanleitung gegenüber dem Verordnungsgeber.

Zu empfehlen ist daher die Schaffung einer allgemeinen Berücksichtigungsklausel für die Ziele und Vorgaben des EEG und KWKG innerhalb des Energiewirtschaftsrechts. Vor dem Hintergrund der strategischen Bedeutung der Klimaschutzziele sollte zudem deutlich gemacht werden, dass das Gesetz dazu beitragen soll, möglichst weitgehend auf dem Einsatz erneuerbarer, klimaschonender und ressourceneffizient genutzter Energien beruhenden Strukturen der Energieversorgung zu schaffen.

B.2.2.3 Das energiewirtschaftliche Engpassmanagement

B.2.2.3.1 Zentrale Erkenntnisse

Die detailliert vorgenommene Analyse der Bestimmungen zum Engpassmanagement in § 13 EnWG (für die Ebene der Übertragungsnetze) sowie für § 14 EnWG (für die Verteilernetze in Verbindung mit § 13 EnWG) erbrachte zwei zentrale Erkenntnisse:

- 1) Die Bestimmungen des energiewirtschaftlichen Engpassmanagements einerseits und des EEG-Einspeisemanagements andererseits sind unzureichend miteinander abgestimmt. Die gegenseitigen Verweise sind verwirrend, in sich nicht stimmig und bergen die Gefahr von Missverständnissen. Die Stufenfolge des von den Netzbetreibern erwarteten Handelns zur Vermeidung und Behebung von Engpasssituationen ist nicht eindeutig genug bestimmt [5]. Die Vorschriften sollten dringend (beiderseitig) redaktionell überarbeitet werden.
- 2) § 13 EnWG bringt vom Wortlaut her nicht zum Ausdruck, was aus rechtlichen Gründen an sich schon jetzt gilt: Dass Anlagen zur Erzeugung von Strom aus EE und KWK auch innerhalb der letzten Stufe des EnWG-Engpassmanagements (d.h. innerhalb des § 13 Abs. 2 EnWG) Vorrang einzuräumen ist [6]. Die Stromeinspeisung aus EEG- und KWKG-Anlagen darf danach unter Gebrauch von § 13 Abs.

2 EnWG nur gemindert werden, soweit eine vorrangige Drosselung von konventionellen Erzeugungsanlagen zu einer Systemgefährdung führen würde. Abgesehen davon, dass dies unter Berücksichtigung des Verhältnisses von EnWG und EEG zueinander an sich schon heute gilt, ist zu beachten, dass die Bestimmungen der Richtlinien 2009/28/EG (EE-Richtlinie) und 2009/72/EG (Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie) von den Mitgliedstaaten zwingend verlangen, entsprechende Vorrangregelungen zu schaffen.

Die einzelnen Ergebnisse der in den Anhang eingestellten detaillierten Untersuchung zum Engpassmanagement lassen sich wie folgt zusammenfassen:

B.2.2.3.2 Zur Zuordnung von Fallgestaltungen

Für die Zuordnung der verschiedenen denkbaren Fallsituationen zu den einzelnen Vorschriften des EEG-Einspeisemanagements und des EnWG-Engpassmanagements gilt:

- § 13 Abs. 1 EnWG ist mit seinem Stufenprogramm – erst netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen – im Verhältnis zu § 11 Abs. 1 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG stets rechtlich vorrangig anzuwenden. Das gilt sowohl, wenn das Netz ausschließlich mit EEG-/KWK-Strom überlastet ist bzw. zu werden droht, als auch, wenn sich noch Strom aus anderen Quellen im Netz befindet.
- Die Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG kommt (nur) in Betracht, wenn es um die Bewältigung von Engpasssituationen geht, bei denen sich im jeweiligen Netzbereich ausschließlich EEG- und KWK-Strom sowie Strom aus konventionellen Anlagen befindet, deren Einspeisung zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes erforderlich ist („Must-Run-Units“), Vor der Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG sind jedoch unter Gebrauch von § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sämtliche unter Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes geeigneten Maßnahmen zu treffen, um EEG- und KWK-Anlagen nicht abregeln zu müssen.
- Für Situationen des Netzengpasses, in denen sich sowohl konventioneller als auch EEG- und KWK-Strom im Netz befindet, und in denen aus der prognostischen Perspektive des jeweiligen Netzbetreibers ein regelndes Eingreifen in Einspeisungen Dritter erforderlich ist, ergibt sich Folgendes:
 - Im ersten Schritt ist unter Inanspruchnahme des § 13 Abs. 2 EnWG eine größtmögliche Reduzierung der Einspeisung aus konventionellen Anlagen sicherzustellen (d.h. eine Reduzierung bis auf die zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Systems erforderliche Reststrommenge aus konventionellen „Must-Run-Units“).
 - Im zweiten Schritt kommt, wenn die Möglichkeiten hierzu ausgeschöpft sind, gegenüber den von der betreffenden Vorschrift erfassten EEG- und KWK-Einspeisungen § 11 Abs. 1 EEG zur Anwendung.
 - Sofern die Wahrnehmung dieser beiden Optionen nicht ausreicht, steht dem Netzbetreiber schließlich die letzte Möglichkeit zur

Verfügung, gegenüber den verbliebenen konventionellen Einspeisungen sowie gegenüber den vom EEG-Einspeisemanagement nicht erfassten EEG- und KWKG-Anlagen von den Befugnissen aus § 13 Abs. 2 EnWG Gebrauch machen.

Das gilt aber nur idealtypisch. Eindeutig ist es in der Praxis nur bei Konstellationen, in denen sich ein klar zeitlich gestuftes Nacheinander ergibt. Wenn sich der Netzbetreiber in einer komplexen Entscheidungssituation befindet, in der es für einen einheitlichen Zeitraum um Anpassungen sowohl gegenüber EEG-/KWKG-Einspeisungen als auch gegenüber Dritten geht, so ist unklar, ob einheitlich von einer Anwendung des § 13 Abs. 2 EnWG auszugehen ist oder von einer Zuordnung zu unterschiedlichen Rechtsgrundlagen.

Außerdem zeigt die Analyse noch einige weitere nicht eindeutig oder nicht befriedigend bewältigte Abgrenzungskonstellationen auf:

- § 11 EEG ist gegenüber bestimmten EEG-/KWKG-Anlagen nicht anwendbar, obwohl die Einbeziehung der Sache nach nahe läge (KWKG-Anlagen ohne fernsteuerbare Regelbarkeit, nach Ansicht der EEG-Clearingstelle auch PV-Anlagenparks),
- Es spricht zwar nach hiesiger Auffassung Überwiegendes dafür, ist aber nicht gesichert, ob Maßnahmen der fernsteuernden Abregelung gegenüber EEG- und KWKG-Anlagen auch dann als Anwendungsfälle von § 11 EEG aufzufassen sind, wenn einzelne Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG nicht gegeben sind (insb. wenn der Netzbetreiber selbst für deren Nichterfüllung verantwortlich ist).
- Muss der Betreiber eines vorgelagerten Netzes zur Bewältigung eines Engpasses auf EEG- und KWKG-Einspeisungen in einem niederstufigen Netz zugreifen, so steht ihm dafür nach dem Wortlaut von § 11 EEG kein „Durchgriffsrecht“ zur Verfügung, so dass hierfür nur § 13 Abs. 2 EnWG gegenüber dem Betreiber des niederstufigen Netzes zur Verfügung steht.
- Eindeutig ist, dass § 11 EEG keine Anwendung findet bei kritischen Netzzuständen, die nicht durch Kapazitätsengpässe hervorgerufen werden, sondern durch andersartige Störungen (z.B. Probleme der Frequenz- und Spannungshaltung). Abgrenzungsschwierigkeiten können sich aber auch insoweit ergeben, als andersartige Störungen in eine Engpasssituation hineinführen können, so dass sich die Frage stellt, ob dann doch wieder auf § 11 EEG zurückzugreifen ist.

Zu betonen ist, dass dieses Ergebnis auf einer vergleichsweise komplexen und differenzierten juristischen Prüfung beruht, im Zuge derer sogar eine redaktionelle Korrektur von § 11 Abs. 2 EEG notwendig wurde. Auch bleibt zu betonen, dass es zum Ganzen bisher an Rechtsprechung fehlt und in der veröffentlichten Rechtsliteratur keine einheitliche Linie zum Ausdruck kommt.

Es ist daher dringend zu empfehlen, die Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement und zum EnWG-Engpassmanagement hinsichtlich ihrer jeweiligen Anwendungsbereiche und ihres Verhältnisses zueinander eindeutiger, unter Wahrung der Ziele des EEG zweckmäßiger und anwendungsfreundlicher zu formulieren.

Das führt zu folgendem

Kernvorschlag:

Innerhalb des EEG oder des EnWG sollte ausdrücklich festgelegt werden, dass Fälle der Abregelung von EEG- und KWKG-Anlagen in Situationen des Netzengpasses generell (d.h. auch bei Fehlen einzelner Voraussetzungen von § 11 Abs. 1 EEG in seiner derzeitigen Fassung) als Anwendungsfälle von § 11 Abs. 1 EEG behandelt werden, so dass dann stets die speziellen Entschädigungsvorschriften des § 12 EEG zum Zuge kommen. Das lässt sich auch umgekehrt ausdrücken, indem die Haftung nach § 12 EEG auf sämtliche Fallgestaltungen dieser Art erstreckt wird (wobei es ggf. dort möglich wäre, einzelne spezifische Ausnahmen vorzusehen). Lediglich für Gefährdungslagen, bei denen die Ursache nicht in einem Netzengpass liegt, sollte die Entschädigung grundsätzlich nicht eingeräumt werden. Je nachdem, in welchem Gesetz die betreffenden Bestimmungen platziert werden, bietet es sich an, in dem jeweils anderen Gesetz einen damit korrespondierenden Verweis zu verankern.

B.2.2.3.3 Zur Berücksichtigung des EE- und KWKG-Vorrangs in § 13 EnWG

Auf den gesetzlich angestrebten Vorrang für die Einspeisung von EEG- und KWKG-Strom ist entgegen dem insoweit „enthaltssamen“ Wortlaut der Vorschrift auch innerhalb des § 13 Abs. 2 EnWG grundsätzlich Rücksicht zu nehmen. Das bedeutet, dass die Netzbetreiber gehalten sind, im Rahmen des § 13 Abs. 2 EnWG vorrangig gegen konventionelle Einspeisungen vorzugehen, soweit die Inanspruchnahme von EEG- und KWKG-Anlagen nicht erforderlich ist, um die Gefährdungslage zu beseitigen.

Das folgt einerseits aus dem zwischen den verschiedenen Gesetzen anzuwendenden Gebot der praktischen Konkordanz, das dazu verpflichtet, innerhalb des EnWG soweit möglich auch die Ziele des EEG und des KWKG zum Tragen zu bringen, andererseits – jedenfalls mit Ablauf der Umsetzungsfrist – auch aus Art. 16 Abs. 2 Buchstabe c) der neuen EE-Richtlinie 2009/28/EG. Aus dieser Bestimmung ergibt sich nämlich die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, dafür Sorge zu tragen, dass Einspeisungen von Strom aus erneuerbaren Energien generell – mithin auch in Engpassfällen – Vorrang eingeräumt wird, soweit eine Durchbrechung des Vorrangs nicht erforderlich ist, um die Systemstabilität sicherzustellen.

Um in dieser Hinsicht rechtssichere Verhältnisse zu schaffen, sollte der soeben dargestellte **Kernvorschlag** zur Klärung der Abgrenzungsbereiche zwischen § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG **ergänzt** werden um eine einheitliche Bestimmung in/für § 13 Abs. 1 und 2 EnWG, nach welcher Einspeisungen aus EEG- und KWKG-Anlagen Vorrang zu gewähren ist, soweit nicht Gründe der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems eine abweichende Vorgehensweise erfordern.

Unbeantwortet bleibt dabei allerdings die Frage, wie mit den für die längere Perspektive der Energiewirtschaft besonders bedeutsamen

Fallgestaltungen des Engpassmanagements umgegangen werden kann, in denen fluktuierender EEG-Strom mit nicht ausreichend regelbarem konventionellem Grundlaststrom konkurriert und die Reduzierung der konventionellen Grundlast zu einer Systemgefährdung führen könnte. Dieses Problem lässt sich auf der Ebene des Engpassmanagements nicht lösen. Es lässt sich aber durch eine spezifische Haftungsregelung relativieren (siehe dazu sogleich).

B.2.2.3.4 Zu den Entschädigungs- und Haftungsbestimmungen in § 13 EnWG

Die Entschädigungs- und Haftungsbestimmungen zum EnWG-Engpassmanagement und zum EEG-Einspeisemanagement genügen in ihrer derzeitigen Gestalt noch nicht vollständig dem Ziel, den im EEG und im KWKG angelegten Vorrang adäquat zu flankieren.

Die Rechtssituation könnte eine wesentliche Verbesserung durch den bereits unter 1. vorgestellten Kernvorschlag erfahren, nach dem für alle Fallgestaltung der Abregelung von dem EEG-Einspeisemanagement unterfallenden Erzeugungsanlagen die Anwendung der Entschädigungsbestimmungen des § 12 EEG sichergestellt werden sollte.

Um darüber hinaus auch diejenigen Fälle zu erfassen, in denen von nicht dem § 11 Abs. 1 EEG unterliegenden EEG- und KWKG-Anlagen unzulässigerweise die Drosselung verlangt wird, bietet es sich im Sinne einer **Erweiterung des Kernvorschlages** an, den Betreibern von zur Drosselung der Einspeisung veranlassten EEG- und KWKG-Anlagen zum Ausgleich entgangener gesetzlicher Vergütungen generell einen Entschädigungsanspruch nach dem Vorbild des § 12 Abs. 1 EEG zu geben – ungeachtet dessen, ob hierbei von § 11 EEG oder von § 13 Abs. 2 EnWG als Rechtsgrundlage Gebrauch gemacht wurde. Begrenzt werden sollte dieser Anspruch allerdings auf diejenigen Fälle, in denen die Drosselung aus Kapazitätsgründen erfolgt. Nicht sachgerecht wäre es, den Anspruch auch auszudehnen auf Fallgestaltungen, in denen die Gefährdungslage aus andersartigen Störungen resultiert.

Auf diese Weise könnten auch diejenigen Problemlagen mit erfasst werden, in denen an der Abregelung von fluktuierenden EEG- und KWKG-Einspeisungen im Zuge des § 13 Abs. 2 EnWG kein Weg vorbei führt, weil sich zugleich eine (zu) große Menge an nicht flexibel regelbarem konventionellem Grundlaststrom im Netz befindet, dessen Drosselung die Systemstabilität gefährden würde (Strom aus „Must-Run-Anlagen“). Zwar ließen sich derartige Problemlagen durch bloße Ausdehnung der Entschädigungsregelungen nicht gänzlich vermeiden, aber es wäre möglich, den daraus resultierenden wirtschaftlichen Nachteil der EEG- und KWKG-Anlagenbetreiber auf angemessene Weise auszugleichen.

B.2.2.3.5 Zu den ordnungsrechtlichen Maßnahmen bei Anwendungsfehlern

Hinsichtlich der ordnungsrechtlichen Überwachung fällt auf, dass die betreffenden Bestimmungen des EnWG die fehlerhafte Anwendung von § 13 EnWG nur zum Teil adressieren. Weder finden die Vorschriften zur Missbrauchsaufsicht (§§ 30 ff. EnWG) generell auf Fehler beim Engpassmanagement Anwendung, noch existieren auf die typischen Handhabungsfehler zugeschnittene Bußgeldvorschriften. Entsprechendes gilt auch für den noch wichtigeren Problembereich der unzulänglichen

Kapazitätsvorhaltung (und damit auch für den unzureichenden Netzausbau).

Insofern lassen sich folgende Empfehlungen formulieren:

- Generelle Erweiterung der behördlichen Missbrauchsaufsicht nach § 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG auf Fälle der fehlerhaften Anwendung von § 13 EnWG zu Lasten des EEG-/KWKG-Vorrangs sowie auf Fälle der unzureichenden Kapazitätsvorhaltung im Sinne von § 12 Abs. 3 EnWG,
- entsprechende Erweiterung des Ordnungswidrigkeitenkatalogs von § 95 Abs. 1 EnWG.

B.2.2.3.6 Zu den Informations- und Berichtspflichten nach § 13 EnWG

Schon aus Gründen der Rechtsvereinfachung und Rechtssicherheit ist es sinnvoll, die Vorschriften von § 11 Abs. 3 EEG und § 13 Abs. 5 EnWG zu harmonisieren.

Diese Harmonisierung sollte sich hinsichtlich der Art und des Inhalts des Nachweises an § 11 Abs. 3 EEG orientieren. Um sicherzustellen, dass die Entscheidungen des Netzbetreibers nachvollziehbar und ggf. gerichtlich überprüfbar sind, aber auch um zu gewährleisten, dass § 13 Abs. 2 EnWG tatsächlich entsprechend den gesetzlichen Zwecken in einer möglichst EEG- und KWKG-freundlichen Weise angewandt wird, sollte – wie in § 11 Abs. 3 Satz 2 EEG angelegt – festgehalten werden, dass der Nachweis sachkundige Dritte in die Lage versetzen muss, die Erforderlichkeit der Entscheidung (gegenüber den jeweiligen Adressaten) vollständig nachzuvollziehen, und dass hierbei unter anderem die maßgebenden Daten über die Ist-Einspeisung und über die im Weiteren erwartete Entwicklung verwendet werden.

Erwägenswert erscheint außerdem, eine Informations- und Dokumentationspflicht für alle Anwendungsfälle des Einspeisemanagements im Internet zu schaffen. Hierüber sollten ggf. an anderer Stelle konzeptionelle Überlegungen angestellt werden.

B.2.2.4 Anlagenbezogene Anforderungen an die Regelbarkeit konventioneller Kraftwerke

B.2.2.4.1 Problemstellung

Um den EE-Strom in besonders großem Maße praktisch nutzen zu können, muss bei den anderen (konventionellen) Stromerzeugungsanlagen für ein möglichst hohes Maß an Flexibilität gesorgt werden. Wenn viel Wind weht, muss viel Wind abgenommen werden können, zugleich muss dann jedoch die entsprechende Menge konventionell erzeugten Stroms aus dem Angebot herausgezogen werden. Umgekehrt muss konventionell erzeugter (oder aus anderen Ländern bezogener) Strom zur Verfügung stehen, wenn die Stromerzeugung aus EE verhältnismäßig niedrig liegt. Zum Teil wird dieses Problem durch intelligente Netzlaststeuerung und Zwischenspeicherung vermindert werden können. Je mehr jedoch die absolute Einspeisemenge an EE-Strom ansteigt, desto mehr stören

konventionelle Anlagen im Netz, die sich nicht innerhalb relativ kurzer Zeit an- oder abregeln lassen.

Damit wird deutlich, dass es auf mittlere bis längere Sicht notwendig ist, den Erzeugungsanteil derjenigen konventionellen Kraftwerke, die sich nicht in der erforderlichen Weise den EE-Mengen anpassen lassen, konsequent zu reduzieren. Angesprochen sind damit namentlich die „großen“ Grundlastwerke, die in der Regel mit Kohle oder Kernenergie betrieben werden.

Im vorliegenden Vorhaben wurde aus rechtlicher Sicht detailliert untersucht, welche Spielräume das übergeordnete Verfassungs- und Europarecht bietet, um verlässliche rechtliche Rahmenbedingungen zu schaffen,

- mit denen verhindert werden kann, dass neue Kraftwerke errichtet werden, die mit dem Vorhandensein größerer Mengen an EE-Strom im Netz inkompatibel sind, und
- mit denen es möglich ist, die Mengen der Einspeisung von Strom aus nicht ausreichend regelbarer konventioneller Erzeugung schrittweise zu reduzieren.

Die angezeigte Entwicklung kann durch die Marktkräfte allein nicht bewirkt werden. Da die Grundlastwerke ihren Strom in aller Regel relativ billig erzeugen können, ist es gegenwärtig wirtschaftlich nicht besonders attraktiv, in leicht steuerbare (typischerweise mit Gas betriebene) Spitzenlastwerke zu investieren, die für die beschriebene Strategie jedoch gebraucht werden. Durch Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insb. der Rohstoffpreise und der Emissionskosten (d.h. durch die Weiterentwicklung des Emissionshandels), können sich insofern zwar Verschiebungen ergeben. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass sich hieraus allein ausreichende Signale an die Marktteilnehmer ergeben, ihr Verhalten rechtzeitig umzustellen. Deshalb können weitergehende rechtliche Signale notwendig werden – sei es durch ordnungsrechtliche oder steuernde marktbezogene Instrumente. Hierfür ist es wichtig, sich im Vorfeld über die Möglichkeiten und Grenzen einer entsprechenden Einflussnahme des Staates orientieren zu können.

Hierbei ist wegen der unterschiedlichen rechtlichen Ausgangsbedingungen zu trennen zwischen den beiden Handlungsfeldern:

- Umgang mit neuen (nicht ausreichend regelbaren) konventionellen Stromerzeugungsanlagen,
- Umgang mit bestehenden (nicht ausreichend regelbaren) konventionellen Stromerzeugungsanlagen (nachträglichen Einschränkungen hinsichtlich der Einspeisung).

Die im Rahmen des Vorhabens erfolgten näheren Betrachtungen zur Thematik sind im Anhang mit abgedruckt. Die wesentlichen Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

B.2.2.4.2 Anforderungen an neue Erzeugungsanlagen

Das gegenwärtige Anlagenzulassungsrecht sieht für (neue) Kraftwerke keinerlei energiewirtschaftlich motivierte Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb von Stromerzeugungsanlagen vor. Das insofern

einschlägige Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) enthält selbst lediglich umweltbezogene Anforderungen (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 5 BImSchG). Es integriert darüber hinaus im Wege der Konzentrationswirkung der Anlagengenehmigung auch die Anforderungen anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG). Doch aus dem Energiewirtschaftsrecht ergeben sich keine spezifischen Anforderungen an die Zulassung von Kraftwerken.

Deutschland ist bis zum 3. März 2011 zur Umsetzung der neuen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG verpflichtet. Dazu gehört auch, einen geeigneten Tatbestand (oder ein geeignetes Bündel an Tatbeständen) für die Genehmigung neuer Stromerzeugungsanlagen zu schaffen, mit dem (bzw. mit denen) im Sinne einer bewussten Berücksichtigung (mindestens) allen in Art. 7 Abs. 2 der Richtlinie aufgeführten Aspekten Rechnung getragen wird. Die betreffende Vorschrift umfasst auch energiewirtschaftliche Anforderungen. Dies wäre ein idealer rechtstechnischer Ansatzpunkt, um in das EnWG oder in das BImSchG Mindestanforderungen an die Regelbarkeit für neue konventionelle Kraftwerke aufzunehmen - mit anderen Worten: die Erteilung neuer Genehmigungen für konventionelle Kraftwerke davon abhängig zu machen, ob und inwieweit sich die Anlagen zur Sicherstellung einer möglichst großen Einspeisung von EE-Strom flexibel auf- und abregeln lassen.

Die Vorgabe von technischen Mindestanforderungen an die Regelbarkeit neuer konventioneller Kraftwerke ist ohne weiteres sowohl mit dem Europarecht als auch mit dem Verfassungsrecht zu vereinbaren:

- Im Kontext des Europarechts steht namentlich die im Kontext der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG geänderte sog. IVU-Richtlinie (Neufassung 2008/1/EG) nicht entgegen. Diese untersagt den Mitgliedstaaten in ihrem Art. 9 Abs. 3 lediglich, im Rahmen des Anlagengenehmigungsrechts Grenzwerte für den CO₂-Ausstoß festzulegen. Sie bietet andererseits ausdrücklich Raum dafür, Anforderungen an die Energieeffizienz aufzustellen (so dass es auch möglich ist, die Genehmigung neuer konventioneller Kraftwerke davon abhängig zu machen, dass KWK zum Einsatz kommt oder dass bestimmte Mindestwirkungsgrade erreicht werden). Hinsichtlich spezifischer Anforderungen aus energiewirtschaftlicher Sicht oder aus dem Blickwinkel der Förderung nachhaltiger Energietechnologien ergeben sich aus den beiden Richtlinien keinerlei Beschränkungen. Es ist also ebenso zulässig, bestimmte aus klima- oder umweltpolitischen Gründen nicht mehr gewünschte Brennstoffe oder Kraftwerksarten generell für nicht (mehr) genehmigungsfähig zu erklären oder – worum es hier geht – bestimmte technische Mindestanforderungen an die flexible Steuerbarkeit aufzustellen.
- Aus dem Verfassungsrecht ergeben sich für ein solches Konzept ebenfalls keine Bedenken. Die damit verbundene Grundrechtsbeeinträchtigung wird durch gewichtige Gemeinwohlerwägungen gestützt. Dem Bund steht auch die Gesetzgebungskompetenz zu.

B.2.2.4.3 Anforderungen an bestehende Erzeugungsanlagen

Auch die (nachträgliche) Vorgabe von technischen Mindestanforderungen an die Regelbarkeit bestehender konventioneller Kraftwerke ist verfassungsrechtlich nicht grundsätzlich unzulässig. Im Rahmen der konkreten rechtlichen Ausgestaltung muss allerdings dem Umstand Rechnung getragen werden, dass mit entsprechenden Regelungen in den Bestand vorhandener Genehmigungen eingegriffen würde, so dass ggf. angemessene Übergangsregelungen vorgesehen werden müssten.

Schwerpunkt der Prüfung ist hier die Vereinbarkeit mit den Grundrechten der Anlagenbetreiber. Anders als bei Neuanlagen würde der Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG hier nicht nur insofern beeinträchtigt, als die Nutzung des Eigentums generell und zukunftsgestaltend an die Einhaltung bestimmter neuer Anforderungen gebunden würde. Vielmehr würde in ein bestehendes, durch die Genehmigung ausgewiesenes Recht eingegriffen.

Im vorliegenden Falle könnte sich der Gesetzgeber dafür mit den hinter den Regelungen stehenden Zwecken des Klimaschutzes auf außerordentlich gewichtige Gemeinwohlinteressen berufen, denen nach Art 20a GG Verfassungsrang zukommt. Damit kann sich das Regelungsinteresse als Gemeinwohlbelang von herausragendem Gewicht grundsätzlich gegenüber den Bestandsinteressen durchsetzen. Wichtig ist allerdings, entsprechend dem Verhältnismäßigkeitserfordernis dafür Sorge zu tragen, dass die konkrete Beeinträchtigung nicht weiter geht als notwendig, um die gesetzten Gemeinwohlziele zu erreichen. Aus diesem Grunde kann davon ausgegangen werden, dass Regelbarkeitsanforderungen z.B. praktisch erst dann und nur in dem Umfange wirksam werden dürfen, wie es zur Sicherstellung des EE-Vorranges tatsächlich notwendig ist. Zu empfehlen ist daher ein zeitlich abgestuftes Vorgehen.

An der grundsätzlichen verfassungsrechtlichen Zulässigkeit der nachträglichen Aufstellung von Regelbarkeitsanforderungen durch eine neue gesetzliche Bestimmung ändert sich auch durch den Umstand nichts, dass § 17 Abs. 1 BImSchG die Auferlegung nachträglicher Anforderungen an bestimmte Voraussetzungen knüpft, die hier nicht gegeben wären. § 17 Abs. 1 BImSchG lässt, wie bereits erwähnt, nachträgliche behördliche Anordnungen nur zu, sofern gegen inhaltliche Verpflichtungen aus dem Immissionsschutzrecht verstoßen wird. Hieraus kann aber nicht abgeleitet werden, dass § 17 Abs. 1 BImSchG eine strikte Sperrwirkung gegenüber Rechtsänderungen auslösen würde, die sich aus anderen gesetzlichen Zusammenhängen – hier: energiewirtschaftlichen – ergeben oder auf konzeptionellen Neuregelungen des Gesetzgebers beruhen. Das hat kürzlich das Bundesverfassungsgericht ausdrücklich anhand des Vergleichsfalls des nachträglichen tierschutzrechtlichen Verbots der Käfighaltung im Verhältnis zur immissionsschutzrechtlichen Genehmigung festgestellt [7].

B.2.2.5 Berücksichtigung von EE-bedingten Netzinvestitionen im Rahmen der Anreizregulierung

Der mit dem Zuwachs der großenteils fluktuierenden Mengen an Strom aus EE verbundene Netzausbau erfordert auf Seiten der Netzbetreiber in besonderem Maße die Bereitschaft zur Vornahme von Ausbauinvestitionen. Angesprochen ist dabei sicherlich insbesondere die Ebene der Übertragungsnetze. Aber auch auf den Ebenen der Verteil- und

Versorgungsnetze kann es zu einem überproportional höheren Bedarf an Ausbauinvestitionen kommen.

Das Ziel der Schaffung von zur Aufnahme großer Mengen an fluktuierendem EE-Strom fähigen Netzen steht in einem schwierigen Spannungsverhältnis zu den kostenorientierten Zielen der Anreizregulierung bei den Netzentgelten. Vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele und der für diese besonders bedeutsamen Rolle des EE-Ausbaus sollte dafür Sorge getragen werden, dass die grundsätzlich zu befürwortende Kostenorientierung eine Ausnahme erfährt, soweit Investitionen in den Netzausbau speziell für die Realisierung der EE-Ausbauziele erforderlich sind und der hierfür notwendige Kostenrahmen nicht unverhältnismäßig groß ist.

§ 21a Abs. 8 EnWG bietet dafür bereits die regelungstechnische Ermächtigung. Die Vorschrift ist aber nicht klar genug akzentuiert, indem sie lediglich davon spricht, im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung Regelungen zu treffen, „die eine Begünstigung von Investitionen vorsehen, die unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 zur Verbesserung der Versorgungssicherheit dienen“. Hier sollte ein spezifischerer Bezug zu den Zielen und Erfordernissen des EE- (und KWK-) Ausbaus hergestellt werden. Wichtig ist dabei auch, ausdrücklich alle Ebenen der Netze anzusprechen.

Die Anreizregulierungsverordnung trägt den Erfordernissen des EE-Ausbaus in ihrer jetzigen Gestalt größtenteils Rechnung. Aber auch ihre Regelungen geben nicht an allen Stellen klar genug vor, dass den Erfordernissen des EE-Ausbaus ein zentraler Stellenwert beizumessen ist. Die Verordnung steuert die Rechtsanwendung durch die Regulierungsbehörden nicht stringent genug in der gebotenen Richtung.

So sieht die Verordnung zwar im Rahmen ihrer Vorschriften über Investitionsbudgets ausdrücklich vor, dass der besondere Investitionsaufwand für die Integration von dem EEG oder dem KWKG unterfallenden Anlagen zur Anrechnung zu bringen ist (vgl. § 23 Abs. 1 ARegV, dort insb. Nr. 2, 5, 6, 8 und 9). Die betreffende Bestimmung gilt allerdings nur für die Ebene der Übertragungsnetze generell. Für die Ebene der Verteilnetze können die Regulierungsbehörden immerhin Einzelfallentscheidungen in gleichem Sinne treffen (vgl. § 23 Abs. 6 ARegV). Keine Berücksichtigungsmöglichkeit gibt es demgegenüber für entsprechende Investitionen innerhalb von kleinen Verteilnetzen, sofern der Netzbetreiber sich für eine Teilnahme am vereinfachten Regulierungsverfahren entschieden hat (vgl. § 24 Abs. 3 ARegV). Insofern besteht über die Formulierung der Ermächtigungsnorm in § 21a EnWG hinaus konkreter Verbesserungsbedarf in der Anreizregulierungsverordnung.

Die Bedeutung einer solchen Änderung relativiert sich teilweise dadurch, dass die Bundesnetzagentur auf Grundlage von § 10 ARegV die Möglichkeit hat, den besonderen Investitionsaufwand für den Anschluss dezentraler Anlagen bei den Verteilnetzbetreibern im Rahmen eines spezifischen „Erweiterungsfaktors“ anzuerkennen. Hiervon will die BNetzA ab 2011 auch Gebrauch machen. Aber die Vorgaben der Verordnung selbst sind insofern wiederum sehr vage. Sie bringen nicht klar zum Ausdruck, dass es auch und insbesondere darum geht, dafür Sorge zu tragen, genügend Anreize dafür zu sichern, die zur Integration von EE-Anlagen erforderlichen Netzinvestitionen tatsächlich aufzunehmen. Und

sie verpflichten die Regulierungsbehörden zu einem solchen Vorgehen nicht, sondern geben ihr lediglich die entsprechenden Handlungsspielräume.

B.2.2.6 Einsatz von Regelenergie

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Regelenergie aus EE-Anlagen wurden in Vorhaben IV zum Erfahrungsbericht (EEG-IV) näher untersucht, da sich im Kontext des EEG die Frage stellt, ob die Verordnungsermächtigung in § 64 Abs. 1 Nr. 6 b) EEG eine hinreichende Rechtsgrundlage bietet, um geeignete und ausreichende Regelungen für den Einsatz von EE-Strom als Regelenergie zu schaffen. Auf Grundlage der Erkenntnisse aus dem Vorhaben EEG-IV lässt sich die Problematik rechtlich wie folgt zusammenfassen:

- Der Einsatz von positiver Regelenergie ist nach § 17 EEG als Vermarktung außerhalb des EEG anzusehen, so dass die Anlagenbetreiber dafür allenfalls monatsweise dauerhaft unter stabilen Konditionen in die Direktvermarktung wechseln könnten (§ 17 Abs. 2 EEG). Damit ist eine Teilnahme von EE-Anlagen am (positiven) Regelenergiemarkt gegenwärtig praktisch ausgeschlossen.
- Nimmt man eine Erweiterung der Möglichkeiten zur Teilnahme am Regelenergiemarkt im Zuge der EEG-Novelle an, so müsste in diesem Zusammenhang geklärt und abgestimmt werden, in welchem Verhältnis die Verordnungsermächtigungen einerseits des § 24 Abs. 1 Nr. 3 EnWG (und der dazu ergangenen Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) und andererseits des § 64 Abs. 1 Nr. 6 b) EEG zueinander stehen (sollen). Hierfür bieten sich vom Ansatz her zwei Alternativen an: Entweder es erfolgt eine Komplettregelung im Kontext des EnWG oder eine klar auf die EnWG-Vorschriften zugeschnittene Teilregelung im Zusammenhang des EEG (ggf. auch kombiniert mit Einzeländerungen des EnWG und/oder der StromNZV).
- Inhaltlich ist dafür (zumindest von den Eckpunkten her) zu klären, welche konkreten Voraussetzungen zur Teilnahme von EE-Anlagen an den Regelenergiemärkten sinnvollerweise aufgestellt werden sollten. Sofern sich dies hinreichend klar umreißen lässt, kann geprüft werden, welche rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, um sicherzustellen, dass die gewünschten Voraussetzungen in der Praxis auch tatsächlich umgesetzt werden. Die bisher bestehenden Bestimmungen der StromNZV sind hinsichtlich der konkreten Bedingungen zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten verhältnismäßig allgemein gehalten und bieten dafür deshalb keine ausreichende Grundlage. Sie bieten der BNetzA relativ weitreichende Gestaltungsspielräume und nehmen es – ganz im Sinne von § 22 EnWG – grundsätzlich hin, dass die technischen Mindestanforderungen weitgehend durch den privatrechtlich von den Netzbetreibern zur Grundlage erhobenen Transmission Code vorgegeben werden. Die inhaltliche Steuerung durch den energiewirtschaftlichen Gesetz- und Ordnungsgeber bleibt insgesamt zurückhaltend.
- Allgemein sollte ggf. in § 22 EnWG als der grundlegenden energiewirtschaftlichen Vorschrift für die Regelenergiebeschaffung

sowie in der zugehörigen Verordnungsermächtigung hinreichend klar zum Ausdruck gebracht werden, dass die Zugangsbedingungen zum Regelle Energiemarkt eine möglichst breite Teilnahmemöglichkeit für Strom aus EE ermöglichen sollen.

B.2.2.7 Netzausbau – energiewirtschaftliche Netzplanung

Die außerordentlich komplexen Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts zum Netzausbau waren nicht Gegenstand der Untersuchung im Rahmen des Berichts EEG-V. Eine genauere Erörterung der rechtlichen Konsequenzen aus den Erkenntnissen des parallel geführten Vorhabens zum Themenbereich Netzintegration und Netzausbau (EEG-III) steht noch aus; diese erfordern ggf. eine gesonderte vertiefte Betrachtung.

Allgemein ist aus dem Blickwinkel des vorliegenden Vorhabens auf Folgendes hinzuweisen:

- 1) Durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) konnten für die dort ausdrücklich aufgeführten „vordringlichen Vorhaben“ zum Ausbau der Übertragungsnetze die Voraussetzungen für kürzere Realisierungszeiten verbessert werden. Die Wirkungen des Gesetzes bleiben aber auf eine begrenzte Zahl von Einzelvorhaben begrenzt. Es steht an, ein in größerer Breite wirksames Konzept für die Vereinfachung der Genehmigungsverfahren zu schaffen, das gleichwohl den Rechtsschutz der Bürger nicht unzuträglich verkürzt und auf konfligierende Anwohner- und Umweltinteressen angemessen Rücksicht nimmt. Hierbei ist auch die Ebene der Raumordnung und die Koordination mit/zwischen den Bundesländern anzusprechen.
- 2) Eine besondere Bedeutung für ein solches Konzept sollte die Verbesserung der Bedingungen zur Nutzung von Erdkabeln erhalten. Freileitungen sind außerordentlich schwer gegenüber Anwohner- und Umweltschutzinteressen durchsetzbar. Im Falle der Durchführung von beschleunigten Verfahren erhöhen sich die Risiken eines Scheiterns im gerichtlichen Verfahren – was ggf. noch größere Zeitverzögerungen zur Folge hätte. Freileitungen mindern die negativen Auswirkungen auf Umwelt/Natur und Nachbarschaft in der Regel beträchtlich. Die Alternative der Erdkabel würde deshalb nicht nur die Planungszeiträume maßgeblich verkürzen, sondern auch die Realisierungsrisiken vermindern. Vor diesem Hintergrund sollte ihnen auch unter Inkaufnahme von gewissen Kostensteigerungen eine größere Bedeutung für die Netzausbaustrategie zugesprochen werden. Das EnLAG stellt für Projekte der Erdverkabelung weitaus zu restriktive Vorgaben auf.
- 3) Die bis 3. März 2011 umzusetzende Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG fordert von den Mitgliedstaaten, in ihren Rechtsvorschriften sicherzustellen, dass die Übertragungsnetzbetreiber den Regulierungsbehörden jedes Jahr einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorlegen (vgl. Art. 22 der Richtlinie). Die Regulierungsbehörden haben diese auf ihre Kohärenz mit den in Art. 22 der Richtlinie niedergelegten Zielen zu überprüfen und können Änderungen hieran verlangen (vgl. Abs. 6 der Vorschrift). Die Richtlinie gestattet den Mitgliedstaaten zugleich, selbst in eine langfristige

Planung einzutreten, die auch und insbesondere zur Erreichung von Umweltzielen und von Ausbauzielen für die EE dient, und den Energieversorgungsunternehmen hierfür bestimmte gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen aufzuerlegen (vgl. Art. 3 Abs. 2 der Richtlinie). Es steht daher für das deutsche Energiewirtschaftsrecht an, alsbald ein konkretes Konzept für eine Gesamtplanung zum Ausbau der Netzstrukturen in Deutschland zu entwickeln, dem auch und insbesondere die nationalen Ziele des EE-Ausbaus zugrunde liegen.

B.2.3 Zusammenwirken mit anderen Regelungsbereichen

B.2.3.1 KWK-Gesetz

Der Gesetzgeber hat sich im Kontext der Novellierung des KWK 2009 bewusst für eine grundsätzliche Gleichrangigkeit der Abnahmepflichten aus EEG und KWKG entschieden (vgl. § 4 Abs. 1 KWKG). Diese konzeptionelle Grundentscheidung des Gesetzgebers soll an dieser Stelle nicht in Frage gestellt werden. Angesichts des Entwicklungsrückstands der KWK-Nutzung in Deutschland und der Bedeutung für die Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele bis 2020 erscheint diese Grundentscheidung jedenfalls auf kürzere bis mittlere Perspektive sachlich gut vertretbar.

Zu klären war im vorliegenden Rahmen jedoch in Ergänzung zu den vorstehenden Ausführungen, welche konkrete Bedeutung der Gleichrangigkeitsforderung im Kontext der Bestimmungen zum Einspeise- und Engpassmanagement zukommt.

Aus den näheren Betrachtungen zum Komplex KWK (im Anhang als Bestandteil der Erörterungen zum Themenkomplex Einspeisemanagement abgedruckt) lassen sich folgende wesentliche Erkenntnisse ableiten:

- 1) Die politisch gewollte Gleichbehandlung des Vorrangs von EEG-Strom und KWKG-Strom wurde bislang gesetzlich nicht konsequent „zu Ende geregelt“. Es fehlt insbesondere an mit § 6 EEG vergleichbaren, spezifisch auf die KWK zugeschnittenen Anforderungen zur ferngesteuerten Regelbarkeit der Stromeinspeisung durch die Netzbetreiber. Wichtig wären solche nicht nur für Neu- sondern vor allem auch für Bestandsanlagen (wie es in §§ 66 EEG für EE-Anlagen vorgesehen ist). Auf Grund der insofern derzeit lückenhaften Rechtslage besteht im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements die Gefahr, dass EEG-Strom praktisch in die Rolle der Nachrangigkeit gegenüber KWKG-Strom gerät. Es wird deshalb für erforderlich gehalten, im Zuge der anstehenden EEG-Novellierung entsprechende Änderungen vorzusehen. Zu klären sind dabei auch die Rechtsfolgen im Falle der Nichteinhaltung der betreffenden Verpflichtungen.
- 2) Europarechtlich steht Deutschland vor der Aufgabe, geeignete Regelungen zur Umsetzung der in Art. 16 Abs. 2 c) der EE-RL generell für EE-Strom geforderten Vorrangstellung im Übertragungsnetz zu schaffen. § 13 Abs. 2 EnWG ist dahin zu ändern, dass die Übertragung von EE-Strom auch im Engpassfall Vorrang genießt, soweit eine Durchbrechung des Vorrangs nicht erforderlich ist, um die

Systemstabilität sicherzustellen. Die europarechtlichen Bestimmungen gestatten dabei eine Gleichbehandlung von EE- und KWK-Strom, verpflichten dazu jedoch nicht. Politisch ist zu klären, ob und ggf. auf welche Weise hiervon Gebrauch gemacht werden soll.

3) Einer gesetzlichen Klärung sollten außerdem einige Auslegungsfragen zugeführt werden:

- Für § 4 KWKG sollte geklärt werden, ob für KWK-Strom lediglich ein Abnahmevorrang oder auch ein Übertragungsvorrang bestehen soll, ferner ob/inwieweit sich die politisch gewollte Gleichrangigkeit nur auf das jeweilige Abnahmenetz oder auch auf die weitere Übertragung in anderen Netzen beziehen soll.
- In § 11 Abs. 1 EEG ist bislang nicht eindeutig bestimmt, ob die Vorschrift auch auf Strom aus neuen KWK-Anlagen anzuwenden ist, die erst durch die letzte Novellierung des KWKG in den Kreis der zuschlagsberechtigten Anlagen nach § 5 KWKG hineingekommen sind.
- Unklarheiten bestehen ferner hinsichtlich der Frage, ob die Entschädigungsbestimmungen von § 12 Abs. 1 EEG auch auf nach § 11 Abs. 1 EEG abgeregelten KWK-Strom anwendbar sind.

B.2.3.2 Emissionshandelsrecht

Aus fachlicher Sicht ist problematisch, dass der Zuwachs der Erzeugung von Strom aus EE nicht systematisch mit den Anforderungen des CO₂-Emissionshandels verknüpft ist.

Anlagen zur Stromerzeugung aus EE unterliegen nicht dem Emissionshandel. Je stärker der Anteil der EE an der Stromerzeugung jedoch wächst, desto weniger Strom muss konventionell produziert werden. Folglich müsste die für fossil betriebene Kraftwerke zur Verfügung stehende Menge an CO₂-Zertifikaten im gleichen Verhältnis herabgesetzt werden, in dem der fossile Anteil an der Stromerzeugung sinkt. Ist das nicht oder nur eingeschränkt der Fall, so erhalten die Betreiber fossiler Stromerzeugungsanlagen einen ungerechtfertigten Vorteil innerhalb des Systems des Emissionshandels, der dessen Wirkkraft herabsetzt.

Bislang soll diese Problematik zwar in den politischen Aushandlungsprozessen zum Emissionshandel der Sache nach berücksichtigt worden sein und in den Festlegungen zur Zuteilung prognostisch ihren Niederschlag gefunden haben. Eine rechtlich bindende Regelung dafür fehlt jedoch. Es wäre naheliegend, sie alsbald zu schaffen.

Das ist jedoch auf nationaler Ebene überhaupt nicht mehr und auf EU-Ebene zumindest auf absehbare Zeit nicht möglich, denn die Änderungsrichtlinie zum EU-weiten Emissionshandel (2009/29/EG) zieht sämtliche Fragen der Zuteilungsmengen auf die EU-Ebene herauf und schreibt für den Zeitraum bis 2020 verbindliche lineare Senkungen des Emissionshandels caps fest. Für ein „Aufsatteln“ auf Grund des Zuwachses der EE-Stromerzeugung bzw. sinkenden Marktanteilen der fossilen Stromerzeugung bleibt danach kein Raum. Von daher sind dem deutschen Gesetzgeber in dieser Hinsicht die Hände gebunden.

B.2.3.3 Energie- und Stromsteuer

Der Gesetzgeber hat sich mit den Bestimmungen des Stromsteuergesetzes konzeptionell dafür entschieden, auf Grundlage des EEG erzeugten Strom hinsichtlich der Stromsteuer mit sonstigem Strom gleich zu behandeln. Diese Entscheidung ist – abgesehen von den hier nicht zu thematisierenden fiskalischen Beweggründen – auch aus rechtlich-systematischer Sicht grundsätzlich folgerichtig, sofern die Nutzung des über das EEG eingespeisten Stroms (verpflichtend) über das Förderinstrument EEG gesteuert werden soll. Denn die mit Steuerbefreiungen typischerweise verbundene Anreizwirkung zur Änderung des Verbrauchsverhaltens – hier in Richtung der Nutzung von EEG-Strom – würde hier ins Leere gehen, weil die Verbraucher den Anteil des von ihnen genutzten EEG-Stroms nicht beeinflussen können. Ein steuerlicher Zusatzanreiz hätte lediglich die Wirkung, dass der Strompreis insgesamt sinken würde, jedoch keinen Einfluss auf die Art des von den Endverbrauchern genutzten Stroms.

Ohne an dieser Stelle vertiefende konzeptionelle und rechtsgestaltende Erwägungen anstellen zu können, sei insofern darauf hingewiesen, dass der auf Grundlage der EEG-Ausgleichsmechanismus-Verordnung geänderte Wälzungsmechanismus für den EEG-Strom die Rahmenbedingungen in dieser Hinsicht wesentlich verändert hat. Da die Stromlieferanten nicht mehr verpflichtet sind, den Kunden einen bestimmten Anteil des gelieferten Stroms als EEG-Strom zu liefern, ist es denkbar, dass sie Produkte mit (ausgewiesenen) unterschiedlichen Anteilen von EEG-Strom an den Markt bringen. Hieran wiederum ließen sich steuerliche Anreizregelungen anknüpfen, mit denen eine hohe tatsächliche Nutzung von EEG-Strom angeregt wird (wobei der fiskalische Verlust spiegelbildlich durch Steuererhöhungen für konventionellen Strom ausgeglichen werden könnte). Auf diese Weise ließe sich indirekt das Einkaufsverhalten der Strom liefernden Unternehmen an der Strombörse im Sinne der Ziele des EEG beeinflussen.

Es sei aber ausdrücklich darauf hingewiesen, dass dieser Hinweis nicht als Empfehlung zu verstehen ist, da die außerordentlich vielschichtigen wirtschaftlichen und rechtlichen Implikationen im vorliegenden Kontext nicht untersucht werden konnten.

Ergänzt sei, dass sich vielfältige Möglichkeiten zum Aufbau indirekter Fördereffekte für die EE-Stromerzeugung auch im Rahmen des sonstigen Energiesteuerrechts ergeben, indem die Bestimmungen zur Besteuerung der konkurrierenden Energieträger geändert werden. Die Energiebesteuerungsrichtlinie 2003/96/EG belässt den Mitgliedstaaten hierzu relativ große Spielräume.

B.2.3.4 Förderung der Elektromobilität

Die Entwicklung der Elektromobilität bedarf erheblicher Förderimpulse, um die politisch diskutierten Ziele erreichen zu können. Bislang beschränkt man sich dafür in Deutschland auf das Mittel staatlicher Subventionen. Erwogen werden darüber hinaus steuerliche Vergünstigungen. Gewisse Fördereffekte ergeben sich rechtlich auch aus der herausgehobenen Stellung der Elektrofahrzeuge im Rahmen der EU-Bestimmungen zum Pkw-Flottenverbrauch (vgl. die VO (EG) Nr. 443/2009).

Aus fachlicher Sicht wird oft hervorgehoben, dass der klimapolitische Nutzen der Elektromobilität nur dann sehr groß ist, wenn der benötigte Strom nicht fossil bereitgestellt wird, sondern durch *zusätzliche* Erzeugung aus EE (zusätzlich deshalb, weil der erzeugte EE-Strom sonst anderen Nutzungszwecken nicht mehr zur Verfügung stehen würde).

Ein tragfähiges Konzept für eine dieses Verknüpfungsziel aufnehmende rechtliche Verknüpfung ist jedoch noch nicht erkennbar. Hierfür müssten ggf. an anderer Stelle eingehendere Betrachtungen angestellt werden.

Konzeptionell wird für die mittlere bis längere Perspektive intensiv auch über den *allgemeinen* steuerrechtlichen Umgang mit Elektrofahrzeugen nachzudenken sein – im Sinne nicht nur von Überlegungen zur Befreiung von der Kfz-Steuer aus Anreizgründen, sondern auch über den Umstand, dass dem Fiskus bei größer werdenden Anteilen der Elektrofahrzeuge in erheblichem Umfang Mindereinnahmen aus der Mineralölbesteuerung ins Haus stehen, die zumindest auf längere Sicht eines Ausgleichs bedürfen. In diesem Zusammenhang lassen sich möglicherweise auch bestimmte Anreize für eine flexible Nutzung fluktuierender Strommengen schaffen.

C Technische Aspekte

C.1 Technisch strukturelle Systemintegration

Das Ziel von Arbeitspaket 1 ist es, technisch-strukturelle Anforderungen an die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken in einem Versorgungssystem mit kontinuierlich steigendem Anteil insbesondere fluktuierender Erneuerbarer Energien abzuleiten. Zum Untersuchungsgegenstand gehören diesbezüglich:

- Lastganglinien für die gesamte Stromnachfrage in Deutschland (Kapitel C.1.2.2)
- Einspeiseganglinien für Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland inkl. Import von solarthermisch erzeugtem Strom aus Nordafrika (Kapitel C.1.2.1)
- Resultierende Residuallastganglinie (Gesamtlast minus Einspeisung EE-Strom) in Deutschland (Kapitel C.1.2.4 und C.1.3.6)
- Dezentrale steuerbare Lasten (Elektrolyseure, Wärmepumpen, Elektroautos) sowie dezentrale Speicher (stationäre Batterien, Elektroautos) für integrative Einsatzstrategien (Kapitel C.1.2.3; C.1.3.1 bis C.1.3.5)

Die konventionellen Kraftwerke und Pumpspeicherwerke und ihre Wechselwirkungen mit den EE-Kraftwerken werden auf der Basis der ermittelten Residuallastganglinien im Arbeitspaket 4 (siehe Kapitel C.2) vertieft analysiert und bewertet.

Informationen zu den grundlegenden Annahmen, Vorgehensweisen und betrachteten Szenarien für die eigenen Berechnungen in Arbeitspaket 1 finden sich in Kapitel C.1.1. Die wesentlichen Ergebnisse, Schlussfolgerungen und Empfehlungen werden in Kapitel C.1.4 zusammengefasst und dargestellt.

C.1.1 Grundlegende Annahmen und Szenariodefinitionen

Zu den grundlegenden Annahmen gehören zum einen die Entwicklungspfade für die installierte elektrische Leistung an EE sowie die gesamte Stromnachfrage in Deutschland, die das wesentliche Mengengerüst bilden. Erstere sind in der folgenden Tab. C-1 zusammengefasst und stammen aus dem vorläufigen Leitszenario 2010³, welches den EEG-Forschungsvorhaben in einer vorläufigen Version (Stand 10.06.2010) für die jeweils eigenen Modellberechnungen zur Verfügung steht. Die Daten zur Stromnachfrage werden in Tab. C-9 in Kapitel C.1.2.2 wiedergegeben. Der weitaus größte Teil der installierten elektrischen EE-Leistung entfällt auf die prinzipiell fluktuierenden Quellen Windkraft (45 %), Photovoltaik (32 %) und solarthermisch erzeugter Strom (11 %).

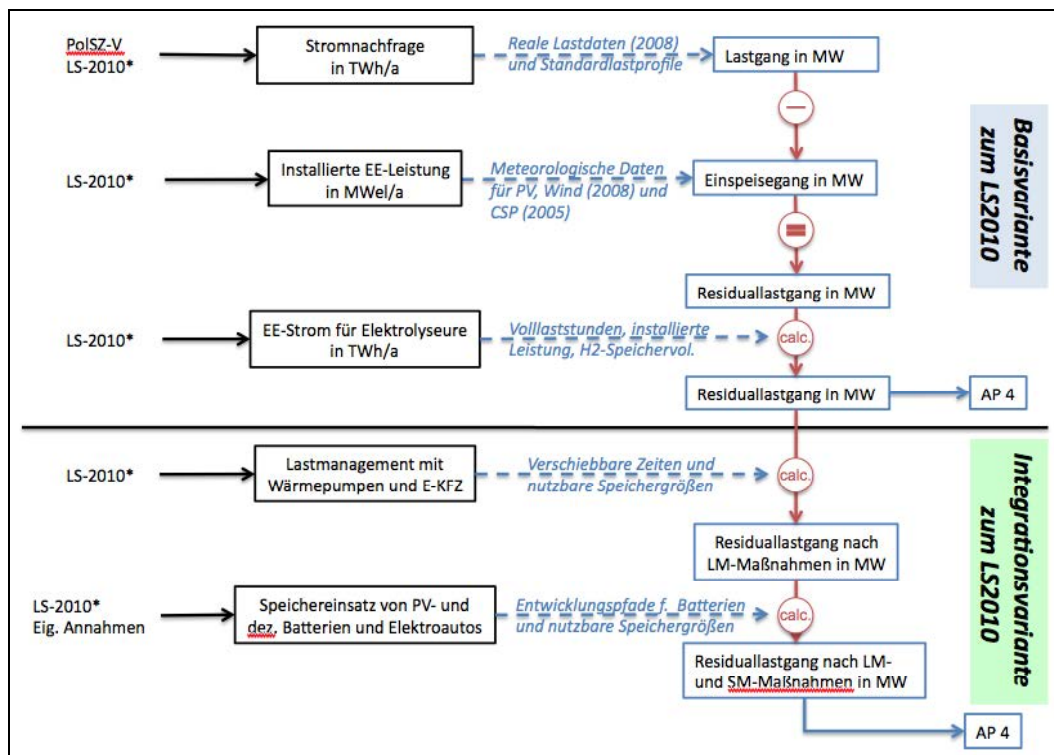
³ Das Leitszenario 2010 als Aktualisierung und Erweiterung des Leitszenarios 2009 befindet sich parallel zu diesem Vorhaben in Bearbeitung.

Tab. C-1: Grundannahmen zur Entwicklung der installierten elektrischen Leistung in EE in Deutschland in MW_{el} am Jahresende

Erneuerbare Energien Art	2008	2010	2020	2030	2040	2050
Windkraft Onshore	23.883	27.526	35.750	39.563	43.469	44.000
Windkraft Offshore	12	212	10.000	25.000	37.000	41.000
PV Dächer+Fassaden	5.142	14.364	48.648	59.850	61.750	61.750
PV Freiflächen	837	1.421	3.105	3.150	3.250	3.250
Solarthermische Kraftwerke (Stromimport)	0	0	580	6.580	15.000	21.000
Wasserkraft	4.375	4.401	4.669	4.936	5.101	5.203
Biomasse gesamt	5.414	6.258	8.921	9.880	10.548	10.598
Geothermie	3	10	298	1.008	2.198	3.710
Summe	39.666	54.191	111.971	149.966	178.315	190.511

Quelle: [8]

Die grundsätzliche Vorgehensweise für die Bestimmung von Einspeise-, Nachfrage- und Residuallastganglinien ist in der Abb. C-1 schematisch dargestellt. Dabei stammen alle Annahmen zu den Mengengerüsten mit Ausnahme von PV-Batterien und dezentralen Speichern aus dem vorläufigen Leitszenario 2010*. Im Fall der Stromnachfrage dagegen zunächst aus den Politikszenerarien V in Kombination mit dem Leitszenario 2010* für den Ausblick auf 2050. Der Untersuchungsraum ist Deutschland zuzüglich direkt eingebundene Pumpspeicherwerke und solarthermische Kraftwerke im Ausland. Der Betrachtungszeitraum umfasst die Jahre 2008 (Basis), 2010, 2020, 2030 und 2050. Um die verschiedenen Jahreszeiten konsistent und vollständig abbilden zu können, wurde für das jeweils betrachtete Jahr der Zeitraum vom 1.11.-31.10. gewählt⁴.



PolSZ-V: Politik-Szenarien V; LS-2010*-2010*: aktuelles Leitszenario 2010*;

Abb. C-1: Schematischer Überblick über die grundlegende Vorgehensweise

⁴ Hintergrund dafür ist, dass der Winter in den Standardlastprofilen für die Stromnachfrage für die Zeit vom 01.11. bis zum 20.3. des Folgejahres definiert ist.

Insgesamt werden zwei verschiedene Modell- und Szenariovarianten auf der Basis des aktuellen Leitszenario 2010* entwickelt und berechnet (siehe Tab. C-2). Zum einen die so genannte Basisvariante, in der das bestehende Leitszenario 2010* ohne zusätzliche Last- und Speicher-managementmaßnahmen in stündlicher Auflösung und auf der Basis realer meteorologischer Daten für Wind-, PV- und CSP⁵-Strom berechnet wird. Als einzige (aber bereits sehr wirksame) Maßnahme sind darin bereits intermittierende Elektrolyseure enthalten und modelliert. Zum anderen werden in der Integrationsvariante zusätzlich steuerbare Lasten und Speicher wie z.B. Wärmepumpen und Elektroautos zur Integration von EE-Strom eingesetzt und auf ihre Wirkungen hin analysiert.

Tab. C-2: Überblick über die beiden Szenariovarianten und deren Merkmale bezogen auf Deutschland

Szenarioteil	Basisvariante	Integrationsvariante
Erneuerbare Energien	Installierte Leistung nach LS-2010* Meteorologische Messdaten (2008) für Wind, PV und CSP	
Konv. Kraftwerke	Installierte Leistung nach LS-2010* (plus Aufteilung nach GT/GUD)	
Stromnachfrage	Gesamtnachfrage für 2008-2030 nach Politikszenerarien V und für 2030-2050 nach LS-2010* extrapoliert	
Lastmanagement	Intermittierende Elektrolyseure (nach 2030)	Intermittierende Elektrolyseure (nach 2030) Wärmepumpen (ab 2020) Elektroautos (ab 2020)
Speicher	Pumpspeicher (inkl. „benachbartes“ Ausland)	Pumpspeicher (inkl. „benachbartes“ Ausland) Druckluftspeicher Wasserstoffspeicher EE-Gasspeicher Li-Ionen-Batt. für PV (ab 2020) Dez. Batterien (ab 2020) Elektroautos (ab 2020)

Quelle: Eigene Darstellung

C.1.2 Basisvariante zum vorläufigen Leitszenario 2010

In der Basisvariante zum Leitszenario 2010* werden mit Ausnahme von intermittierend betriebenen Elektrolyseuren (siehe Kapitel C.1.2.3) keine Last- oder Speichermanagementmaßnahmen für eine bessere Integration von EE-Strom betrachtet. Wärmepumpen und Elektroautos, die dafür potenziell in Frage kommen, werden hier rein als elektrische Lasten modelliert und erst in der Integrationsvariante (Kapitel C.1.3) gezielt auch als steuerbare Lasten und Speicher eingesetzt.

Die laut Leitszenario 2010* ab dem Jahr 2030 in das Energiesystem eingeführten Elektrolyseure werden in der Basisvariante zusätzlich auch mit nicht intermittierender Betriebsweise (Grundlastbetrieb) modelliert, um ihren Integrationsbeitrag bestimmen und bewerten zu können (siehe Kapitel C.1.2.3). Die in diesem Fall resultierenden Herausforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark sind daher im Vergleich der untersuchten Szenariovarianten am anspruchsvollsten.

⁵ Concentrating Solar Power

C.1.2.1 Einspeiseganglinien für regenerativen Strom

Im Rahmen dieser Untersuchung wird die Einspeisung von Strom aus Windkraft (on- und offshore), Photovoltaik (Dächer und Freiflächen), Wasserkraft, Biomasse, EEG-Gasen und Geothermie sowie der Import von Solarstrom aus Nordafrika in stündlicher Auflösung für Deutschland als Einpunktmodell (d.h. Netz gleich ideale Kupferplatte) simuliert.

Für die zeitlich aufgelöste Betrachtung der Residuallast sind vor allem die Ganglinien der Einspeisung aus fluktuierenden Quellen interessant, die bis zum Zieljahr 2050 gemäß dem verwendeten Leitszenario 2010* den größten Anteil der Erträge aus Erneuerbaren Energien haben werden. Daher werden Windkraft (Kapitel C.1.2.1.1), Photovoltaik (Kapitel C.1.2.1.2) und Solarstromimporte (Kapitel C.1.2.1.3) detaillierter als die anderen EE modelliert, indem dafür meteorologische Messdaten für verschiedene und über ganz Deutschland verteilte Standorte genutzt werden.

Für die Modellierung der Stromeinspeisung aus Wasserkraft, die nur relativ leichte saisonale Schwankungen aufweist, werden die in [27] entwickelten Ganglinien genutzt (Kapitel C.1.2.1.4). Die Einspeisung aus Biomasse, Geothermie und EEG-Gasen (Kapitel C.1.2.1.5) wird als konstant bzw. teilweise jahreszeitlich variabel angenommen.

In den folgenden Unterkapiteln wird die Modellierung der Ganglinien vorgestellt. Wenn dabei zur Verdeutlichung zeitliche Einspeiseverläufe dargestellt werden, wird zur besseren Vergleichbarkeit stets dieselbe meteorologische Woche vom 20. bis 26. Okt. oder der Einzeltag 23. Okt. genutzt. Diese Zeiten wurden ausgewählt, da hier der charakteristische Einspeiseverlauf aller Energieträger deutlich zu erkennen ist. Anhand dieser Tage werden später auch die Auswirkungen der untersuchten Lastglättungsmaßnahmen in Kapitel C.1.3 (Integrationsvariante) dargestellt.

Abb. C-2 zeigt beispielhaft den modellierten Verlauf der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien für die Woche vom 20. bis zum 26. Oktober des Jahres 2050. Der Verlauf der Einspeisung über das gesamte Jahr ist in Abb. C-3 dargestellt.

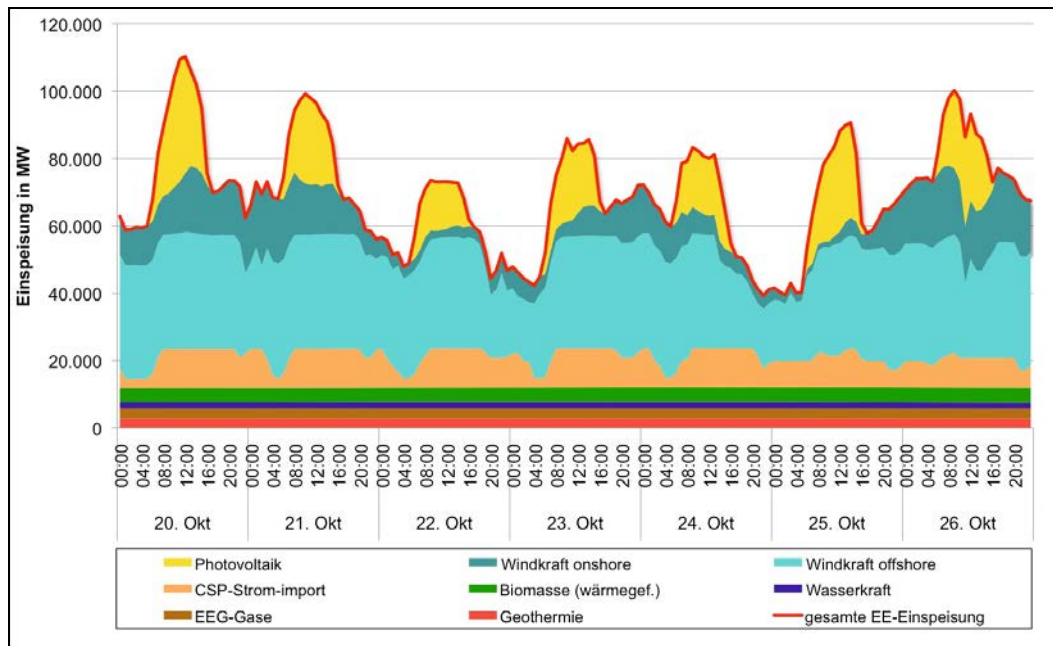


Abb. C-2 Verlaufsdiagramm der stündlichen Stromeinspeisung aus EE für eine Woche im Oktober des Jahres 2050

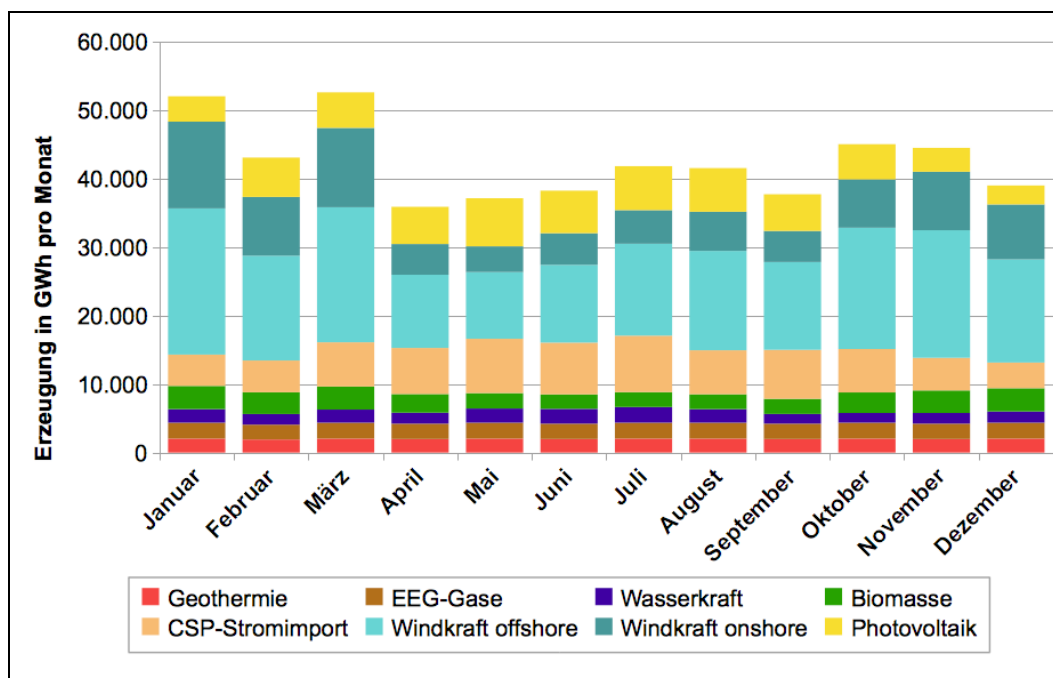


Abb. C-3 Jahresverlaufsdiagramm der monatlichen Einspeisung von EE-Strom nach EE-Arten im Jahr 2050

C.1.2.1.1 Windkraft

Die Modellierung der Windenergieeinspeisung erfolgt bottom-up auf der Basis von insgesamt 71 Messstationen (50 onshore, 16 offshore und 5 sowohl on- als auch offshore) für Windgeschwindigkeiten, die ferner nach drei Standorttypen (Berge/Küsten, Binnenland und offshore) differenziert werden, und drei Typen von Windenergieanlagen (WEA), die jeweils einem Standorttyp (Messstation) zugeordnet werden. Die ermittelten Einspeiseganglinien von Windstrom beruhen demnach insgesamt auf:

- Standortdaten (Windgeschwindigkeit in Mess- und Nabenhöhe, Rauigkeitslänge, Anlagentyp und installierte elektrische Leistung),
- Dynamischen Technikparametern (Nabenhöhen, normierte Leistungskennlinien, Verfügbarkeiten und energetischen Verlusten) und
- Einem vorgegebenen Entwicklungspfad für die insgesamt installierte elektrische WEA-Leistung⁶ in Deutschland (siehe Tab. C-1)

Die Vorgehensweise zur Berechnung der Einspeiseganglinie ist in der Abb. C-4 schematisch dargestellt. Die Berechnung der stündlichen Windenergieleistung erfolgt zunächst stationsscharf und wird dann auf Bundesländer- und schließlich auf Bundesebene aufsummiert.

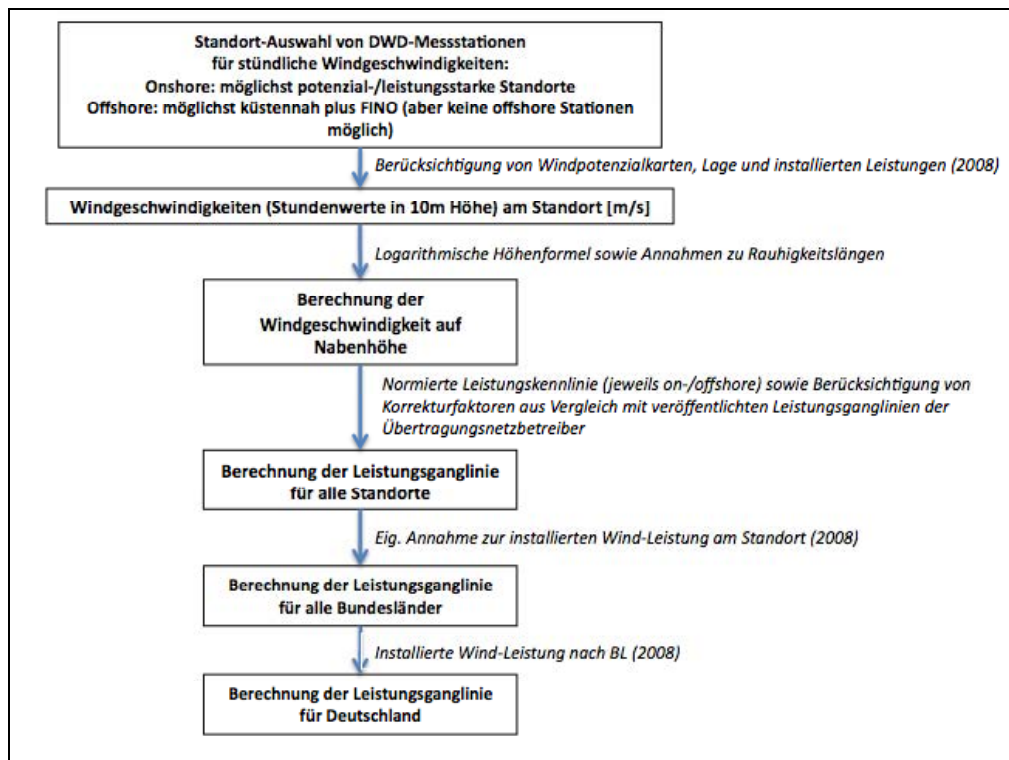


Abb. C-4: Vorgehensweise für die Bestimmung der Einspeiseganglinie von Windstrom

Standortdaten

Entscheidende Voraussetzung für eine möglichst realistische Modellierung des fluktuierenden Leistungsdargebots aus Windkraftanlagen ist die Verwendung von realen Windgeschwindigkeiten im Zeitverlauf. Dafür werden in diesem Vorhaben Messdatenreihen von 70 Messstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) sowie von der Forschungsplattform Fino⁷ verwendet. Die Messdaten liegen analog zu den Nachfragedaten (siehe Kapitel C.1.2.2) und zum ausgewählten Referenzjahr 2008 für den Zeitraum 01.11.2007 bis 31.10.2008 vor.

⁶ Die Leistungsangaben beziehen sich jeweils auf das Jahresende und werden im Modell auch innerhalb der betrachteten Jahre als konstant angenommen, so dass der unterjährige Leistungszubau im Modell nicht berücksichtigt wird.

⁷ Forschungsplattform in Nord und Ostsee, ein Projekt, welches vom Bundesumweltministerium und dem Projektträger Jülich gefördert wird.

Die verwendeten Messstationen sind so gewählt worden, dass sie sich möglichst in Gebieten mit einer hohen mittleren Windgeschwindigkeit und/oder hohen Leistungsdichte von Bestandsanlagen befinden. Dazu wurde zum einen die Windpotenzialkarte für Deutschland und mittlere Windgeschwindigkeiten in 120 m Höhe [9] und zum anderen die geographischen Bestandskarten von dewi [10] und REISI [11] zugrunde gelegt. In jedem Bundesland - wobei Stadtstaaten den umliegenden bzw. angrenzenden Flächenstaaten zugeordnet sind - werden die Messdaten von zwei (süddeutsche Länder) bis sieben (norddeutsche Länder) Stationen ausgewertet und zu der Leistung dieses Bundeslandes zusammengeführt.

Für den offshore-Bereich wird mangels entsprechender Messstationen auf die Messdaten von küstennahen DWD-Stationen sowie der Forschungsplattform Fino1 für die Ostsee zurückgegriffen. Die insgesamt ausgewählten Standorte sind in der Abb. C-5 (onshore) und Abb. C-6 (offshore) dargestellt.



Abb. C-5 Standorte der Messstationen zur Berechnung der Offshore-Ganglinie

Quelle: eigene Darstellung mit Google Earth

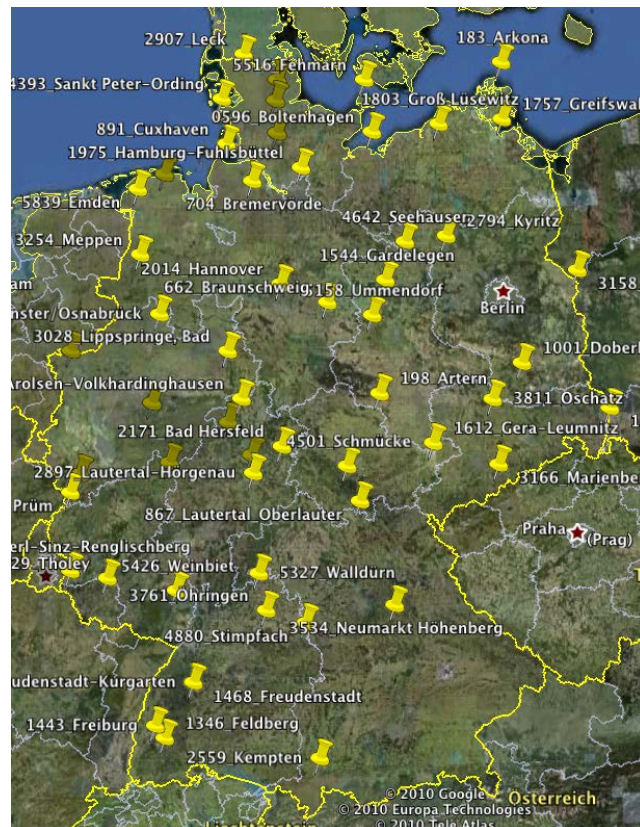


Abb. C-6 Standorte der Messstationen zur Berechnung der Onshore-Ganglinie

Quelle: eigene Darstellung mit Google Earth

Die regionale Verteilung der Windenergieanlagen an Land und ihrer installierten Leistung wird von C. Ender vom Deutschen Windenergie Institut [12] sowohl für das Referenzjahr 2008 als auch für alle nachfolgenden Stützjahre bis 2050 übernommen. Die Verteilung der offshore-Windleistung auf Nord- und Ostsee orientiert sich in den Stützjahren 2008 und 2010 an den vorliegenden genehmigten und beantragten Windparks auf See [15], für die Jahre 2020 und 2030 an der ersten dena Netzstudie [16] und beruht für das Jahr 2050 auf eigenen Annahmen aus dem EEG-Vorhaben IV.

Die Messdaten der DWD-Stationen geben über eine Stunde gemittelte Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe über dem Boden wieder. Diese werden unter Berücksichtigung des Standorttyps und der dortigen Rauigkeitslänge⁸ auf die jeweilige Nabenhöhe (s.u.) der zugeordneten WEA-Typen extrapoliert. Die Rauigkeitslängen werden für jeden Standort nach E. Hau [13] ermittelt. Die Extrapolation auf Nabenhöhe erfolgt dann mittels der logarithmischen Höhenformel [13]. Dabei ist zu beachten, dass die logarithmische Höhenformel streng genommen nur für die neutrale und bodennahe Prandtlschicht⁹ gilt. Im Laufe des Tages und mit einer Veränderung der Lufttemperatur kann diese schon unterhalb des Rotorbereiches aufhören. Die Nutzung der logarithmischen Höhenformel ist dann nicht mehr ausreichend genau. Der Fehler ist aber in Bezug auf

⁸ Die Rauigkeitslänge ist ein Maß für die Beschaffenheit der Erdoberfläche. Die geringste Rauigkeitslänge ist über ruhigem Wasser (0,0001 m) die höchste innerhalb einer Stadt (1,0 m) zu finden.

⁹ Die Prandtlschicht beschreibt den aerodynamisch abgegrenzten Teil der Atmosphäre (Null bis ca. 60 m), in dem die Windgeschwindigkeit mit der Höhe (annähernd) logarithmisch zunimmt.

den Tagesgang und die Jahreszeit für WEA an Land (Binnenland) von systematischer Natur¹⁰ [14] und wird deswegen im Modell an Hand von realen Einspeisedaten der Übertragungsnetzbetreiber korrigiert. Diese Korrektur erfolgt als Tagesgangkorrektur für jede Jahreszeit. Da eine vergleichbare Fehlercharakteristik für die Nutzung der Höhenformel im offshore-Bereich nicht ermittelt werden konnte, werden die berechneten offshore Windgeschwindigkeiten nicht korrigiert.

Die Berechnung der elektrischen Leistung aus der anliegenden Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe basiert auf jeweils einer ausgewählten normierten Leistungskennlinie für bestehende onshore- und offshore-Anlagentypen. Der damit verbundene Fehler wird als vernachlässigbar gering angesehen, da sich die veröffentlichten Leistungskennlinien verschiedener Anlagentypen und Hersteller nur marginal voneinander unterscheiden. Für die onshore Einspeiseganglinien wurde die Leistungskennlinie für die Anlage E82 von Enercon (Marktführer in Deutschland) und für den offshore Modellteil diejenige für die Anlage 5M von REpower gewählt.

Technik Parameter

Die im Modell verwendeten, dynamischen technischen Anlagenparameter sind in der Tab. C-3 aufgeführt. Von diesen stellen die anlagentypischen Nabenhöhen die entscheidende Eingangsgröße für die Berechnung der Einspeiseganglinien dar, da sie das nutzbare Windpotenzial bestimmen, welches mit zunehmender Höhe ansteigt. Die getroffenen Annahmen für die Jahre 2010 bis 2050 beruhen auf Gesprächen mit einem führenden Hersteller, eigenen Annahmen und dem intensiven fachlichen Austausch mit den einschlägigen Experten aus den anderen EEG-Vorhaben. Für Binnenlandstandorte werden langfristig mittlere Nabenhöhen von 135 m unterstellt. Größere Nabenhöhen wären rein technisch auch machbar, werden jedoch aufgrund verschiedener Restriktionen wie z.B. Abstandsvorgaben zur Wohnbebauung, Schallausbreitung, Beeinträchtigung von Radaranlagen und Landschaftsbild nicht als realistisch angesehen. Für windstarke Regionen (Küste) bzw. exponierte Lagen (Berge) wurde eine Steigerung der mittleren Nabenhöhen von 65 auf 100 m angenommen, da an diesen Standorten Windenergieanlagen auch mit kleineren Höhen wirtschaftlich betrieben werden können. Aus gleichem Grund wurde für offshore-Anlagen ein Anwachsen der Nabenhöhe von 90 auf 116 m abgeschätzt.

¹⁰

Hierzu wird auf die charakteristischen Profilunterschiede der gemessenen Tagesgangkurven der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen (2, 32, 123 und 258 m) am Funkturm in Nauen verwiesen (siehe [14])

Tab. C-3 Im Windleistungsmodell verwendete dynamische Parameter (2008-2050)

	2008	2010	2020	2030	2050
Onshore					
Mittlere Nabenhöhe für Bestandsanlagen (Berge, Küste) in m	65	65	80	90	100
Mittlere Nabenhöhe für Bestandsanlagen (Binnenland) in m	100	100	115	125	135
Verfügbarkeit in %	95	95	95	96	97
Leistungs- und Abschattungsverluste in %	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Offshore					
Mittlere Nabenhöhe für Bestandsanlagen in m	90	90	97	101	116
Verfügbarkeit in %	90	90	91	92	95
Leistungs- und Abschattungsverluste in %	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Anteil Nordsee in %	92,4	92,4	91,6	91,6	90,2
Anteil Ostsee in %	7,6	7,6	8,4	8,4	9,8

Quelle: [15], [16] und eigene Annahmen

In die Leistungsganglinie der Windenergie fließen zusätzlich begrenzte Verfügbarkeiten sowie Leistungs- und Abschattungsverluste für Windparks ein, die auf eigenen – ebenfalls mit den anderen integralen EEG-Forschungsvorhaben abgestimmten – Annahmen beruhen.

Validierung des Modells und Einspeiseganglinien für Windstrom

Zur Überprüfung des Modells stehen für Windstrom reale Einspeisedaten der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung. Der Vergleich zwischen den realen und den berechneten Werten zeigt insgesamt eine gute Übereinstimmung, wie es die Abb. C-7 am Beispiel der ausgewählten Oktoberwoche im Jahr 2008 zeigt.

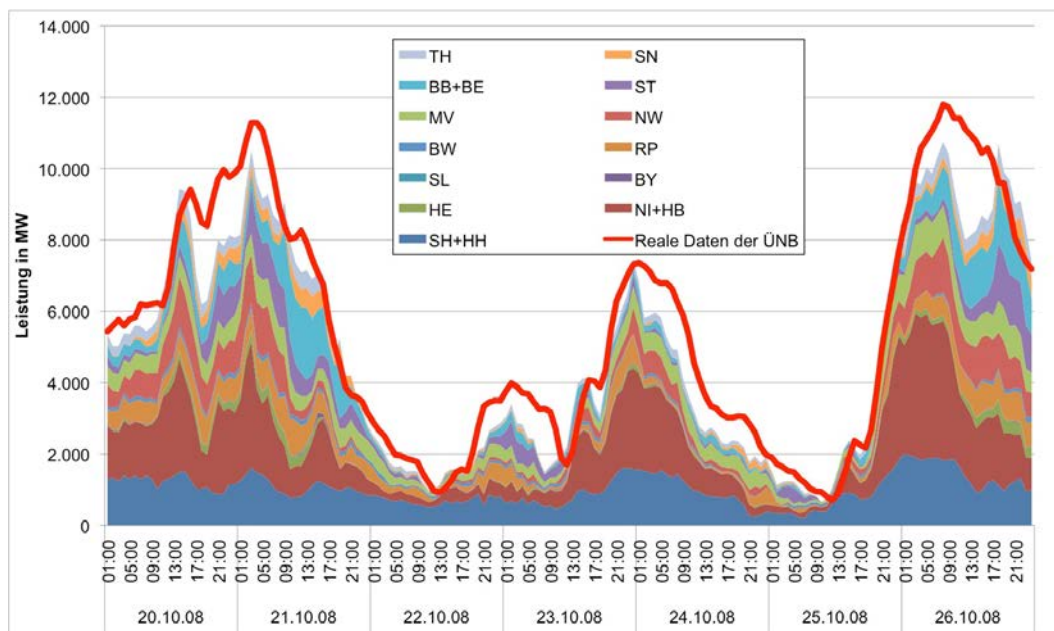


Abb. C-7 Vergleich zwischen realen Wind-Einspeisedaten und Berechnungen des Modells

Quelle: [17], eigene Darstellung

Die Jahresganglinien der Windenergie für die Jahre 2008 und 2050 sind in den Abb. C-8 und Abb. C-9 zu sehen. Im Vergleich ist deutlich zu erkennen, dass die Gradienten zwischen windstarken und windarmen Zeiten (z.B. um die 1.000ste Stunde herum) deutlich größer werden.

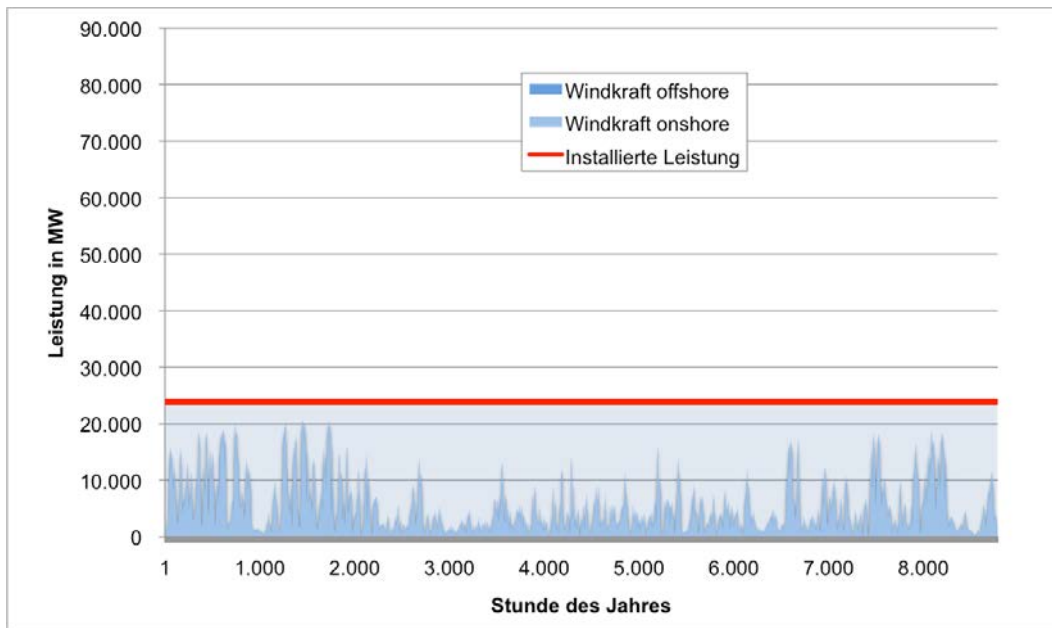


Abb. C-8 Installierte und tatsächliche kumulierte Windenergie-Leistung im Jahr 2008

Quelle: Eigene Berechnungen

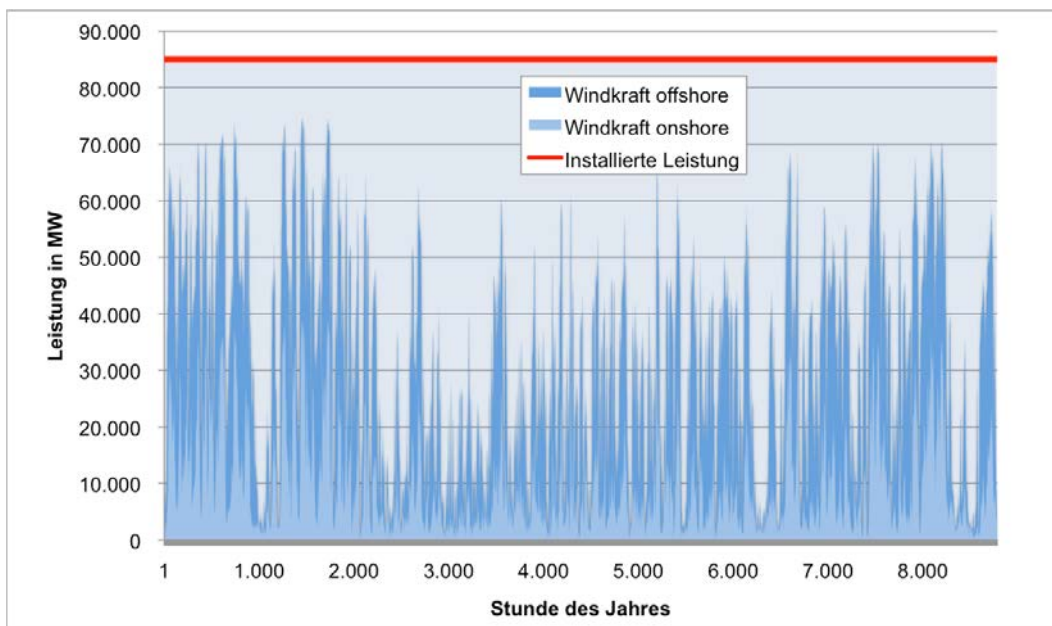


Abb. C-9 Installierte und tatsächliche kumulierte Windenergie-Leistung im Jahr 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

C.1.2.1.2 Photovoltaik

Die Berechnung der Energieerzeugung aus Photovoltaik(PV)-Anlagen erfolgt ebenfalls bottom-up auf der Basis realer Strahlungs- und

Temperaturdaten für ausgewählte Messstationen (PV-Standorte). Das Modell wandelt diese stündlich aufgelösten Messdaten mit Hilfe von technischen Parametern in Leistungsganglinien um. Um regionale Unterschiede im Strahlungsangebot und Ausgleichseffekte abbilden zu können, werden meteorologische Messdaten von insgesamt 18 verschiedenen Standorten genutzt und für jeden Standort eine Leistungsganglinie berechnet. Die Gesamtleistung aller PV-Anlagen in Deutschland ergibt sich aus der Summe der Leistungen an den einzelnen Standorten (siehe Abb. C-10).

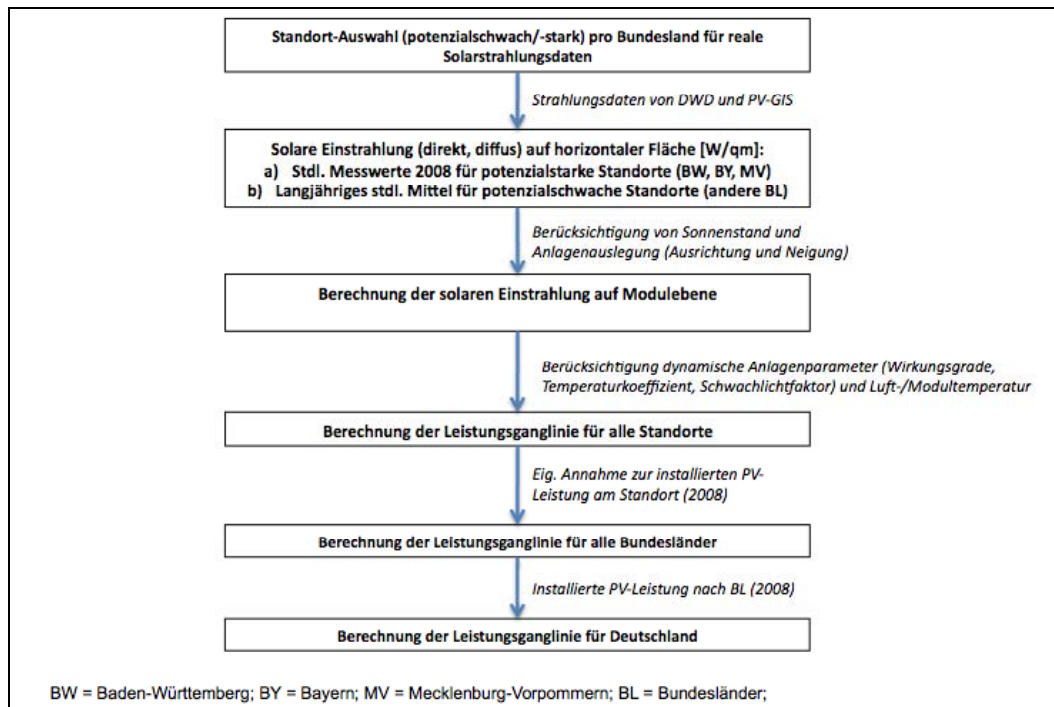


Abb. C-10: Vorgehensweise für die Bestimmung der Einspeiseganglinie von PV-Strom

Das verwendete Modell berücksichtigt verschiedene Modultypen, Neigungen und Ausrichtungen. Entsprechend [8] wird zwischen Dach- und Freiflächenanlagen unterschieden. Für die Freiflächenanlagen wird angenommen, dass sie mit 30° Anstellwinkel in Südausrichtung aufgestellt sind. Die Dachanlagen werden gemäß Tab. C-4 auf unterschiedliche Dachtypen mit Süd- oder kombinierter Ost-West-Ausrichtung und verschiedenen Anstellwinkeln verteilt. Als PV-Material für Dachanlagen wird exklusive kristallines Silizium angenommen.

Tab. C-4 Annahmen zur Verteilung von Anstellwinkel und Ausrichtung der PV-Dachanlagen

	Anstellwinkel		
Dachausrichtung	30°	45°	60°
Süd	30 %	20 %	20 %
Ost/West	10 %	10 %	10 %

Die Strahlungsdaten liegen als Global- und Direktstrahlung auf eine horizontale Fläche vor. Für die Bestimmung der Einstrahlung auf die

Modulebene wird zunächst für jede Stunde des Jahres der Sonnenstand (vereinfachend für einen Standort in Mitteldeutschland, 50° Nord, 10° Ost) berechnet. Anschließend werden daraus die auf die verschiedenen geneigten Module einfallenden direkten und diffusen Strahlungsanteile hergeleitet.

Die Temperatur der Module hat ebenfalls – näherungsweise umgekehrt proportional – Einfluss auf die Leistungsabgabe und wird aus der Umgebungstemperatur und der eintreffenden Strahlung abgeschätzt¹¹.

Im nächsten Schritt wird die Umwandlung der Strahlungsenergie in elektrische Energie modelliert. Hier finden die Modulmaterialien Berücksichtigung: für kristallines Silizium und Cadmiumtellurit werden unterschiedliche Jahresnutzungsgrade, Ausnutzungsfaktoren für diffuse Strahlung und Temperaturkoeffizienten eingesetzt. Zunächst wird für jede Stunde die spezifische Leistung pro Quadratmeter jedes Modultyps ermittelt, anschließend wird die gesamte Leistung am Standort aus den spezifischen Leistungen und den Modulflächen jeder Modulart berechnet. Das Ergebnis ist die stundenaufgelöste Ganglinie der Leistung aus PV-Anlagen an einem Standort. Abb. C-11 zeigt die erzeugte Leistung eines Standorts beispielhaft für einen Tag im Oktober.

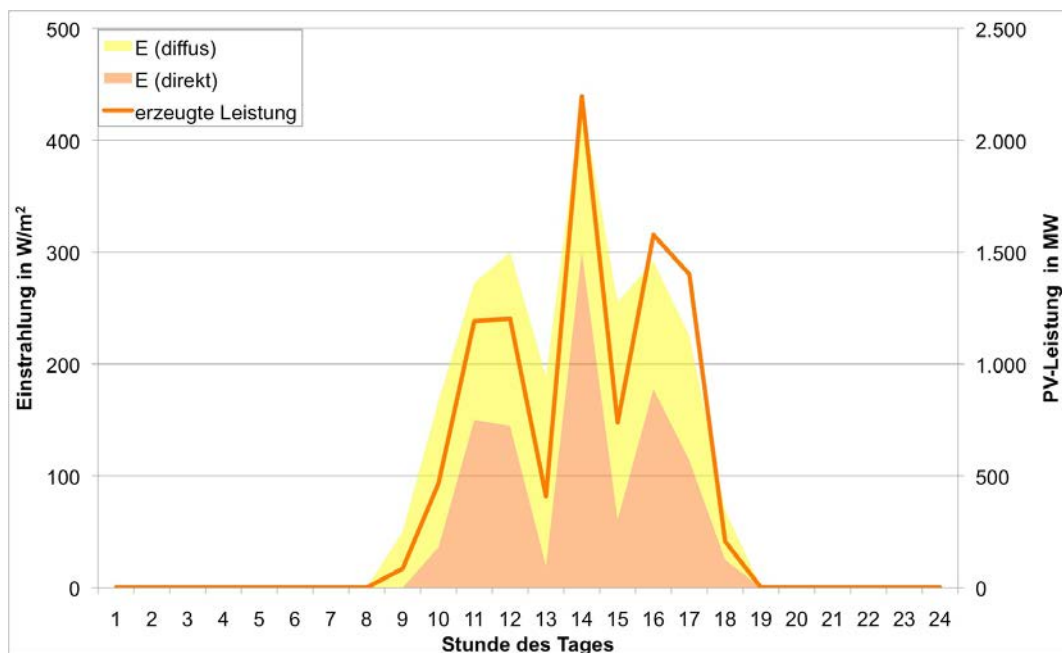


Abb. C-11 Einstrahlung und erzeugte PV-Leistung am Standort Mannheim, 23. Oktober 2050

Diese Modellierung wird für 18 verschiedene Standorte durchgeführt (siehe Abb. C-12), für die jeweils eigene meteorologische Messdaten genutzt werden. Der größte Anteil der installierten PV-Leistung befindet sich in Süddeutschland. Deshalb werden hier mehrere Standorte pro Bundesland betrachtet (Bayern: drei Standorte; Baden-Württemberg: 4 Standorte). Für diese Standorte werden reale meteorologische Daten aus dem Zeitraum vom 01.11.2007 bis zum 31.10.2008 genutzt [18]. In den anderen Bundesländern wird jeweils ein Standort betrachtet, wobei die

¹¹ Vereinfachte Berechnung: Modultemperatur wird aus der Umgebungstemperatur und der eintreffenden Strahlung, multipliziert mit unterschiedlichen Faktoren für die direkte und diffuse Strahlung, abgeschätzt

Stadtstaaten den sie umgebenden Bundesländern zugeordnet werden. Wegen des geringeren Einflusses auf den Verlauf der gesamten PV-Einspeisung werden hier gemittelte Messdaten der Strahlung mehrerer Jahre genutzt [19].



Abb. C-12 Für die Modellierung der PV-Einspeiseganglinie genutzte Standorte
Quelle: eigene Darstellung mit Google Earth

Die Aufteilung der genutzten Technologien sowie Anteile von Dach- und Freiflächenanlagen und Modulausrichtung sind für alle Standorte gleich angenommen.

Die gesamte Einspeisung aus PV-Anlagen in Deutschland ist die Summe der Leistungsganglinien aller Standorte. Die Skalierung der Leistung bezieht sich immer auf den Ausbaustand am Ende des betrachteten Jahres. Um den sehr rasch wachsenden Leistungszubau bei der PV bis zum Jahr 2030 auch im Verlauf der betrachteten Jahre mit einzubeziehen, wird die Leistungsganglinie für jeden Tag um einen linearen Ausbaufaktor korrigiert.

Die in Deutschland installierte Leistung am Ende eines Jahres entspricht den in [8] festgesetzten Zielwerten. Die Aufteilung der Gesamtleistung auf die Bundesländer wird dabei im gleichen Verhältnis wie im Jahr 2008 angenommen [20].

Der Anteil von Dach- und Freiflächenanlagen und die Entwicklung des Jahresnutzungsgrades der Silizium-Module werden entsprechend [8]

angenommen. Tab. C-5 zeigt die für die Modellierung genutzten Parameter.

Tab. C-5 Verwendete dynamische Modellparameter für PV-Anlagen

	2008	2010	2020	2030	2050
Marktanteil Dachanlagen in %	86	91	94	95	95
davon kristalline Module in %	100				
davon Dünnschichtmodule in %	0				
Marktanteil Freiflächenanlagen in %	14	9	6	5	5
davon kristalline Module in %	50				
davon Dünnschichtmodule in %	50				
kristalline Module (c-Si)					
Jahresnutzungsgrad in %	11,4	11,7	13,1	14,2	15,3
Ausnutzung diffuse Strahlung in %	40				
Leistungskoeffizient in 1/°K	-0,5	-0,5	-0,48	-0,45	-0,40
Dünnschichtmodule (CdTe)					
Jahresnutzungsgrad in %	7	7	9	10	14
Ausnutzung diffuse Strahlung in %	90				
Leistungskoeffizient in 1/°K	-0,3	-0,3	-0,28	-0,25	-0,2

Quellen: [8], [21] und eigene Annahmen

Die Abb. C-13 und Abb. C-14 zeigen den Verlauf der Einspeisung für das gesamte Jahr 2008 und 2050 und die Höhe der installierten Leistung. Zum direkten Vergleich haben die y-Achsen der Diagramme für beide Stützjahre dieselbe Skalierung.

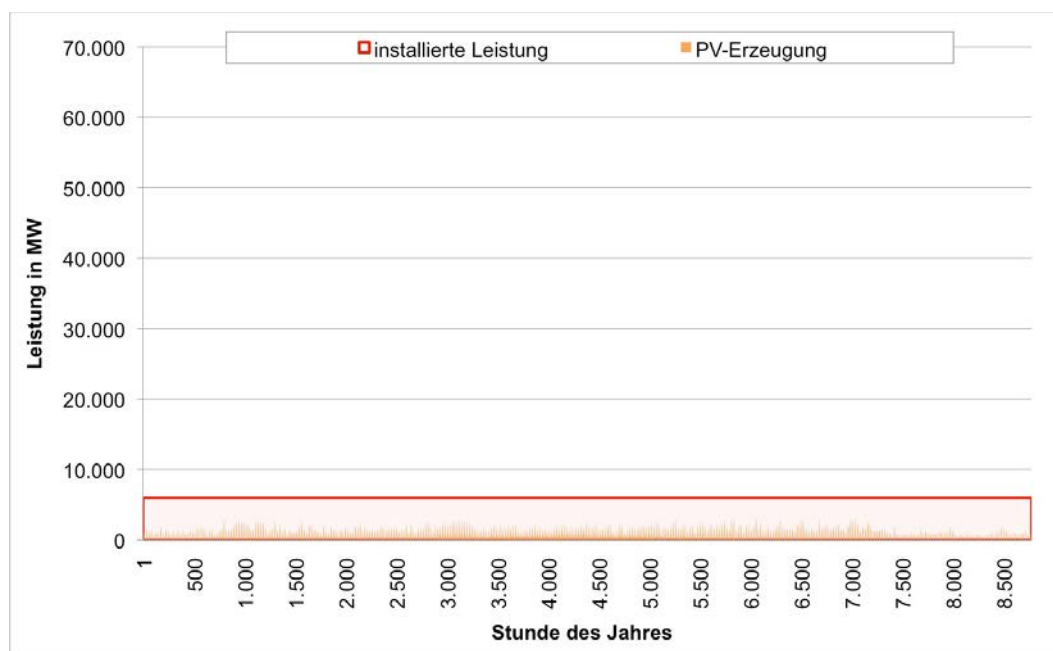


Abb. C-13 Tatsächliche und installierte PV-Leistung im Jahr 2008

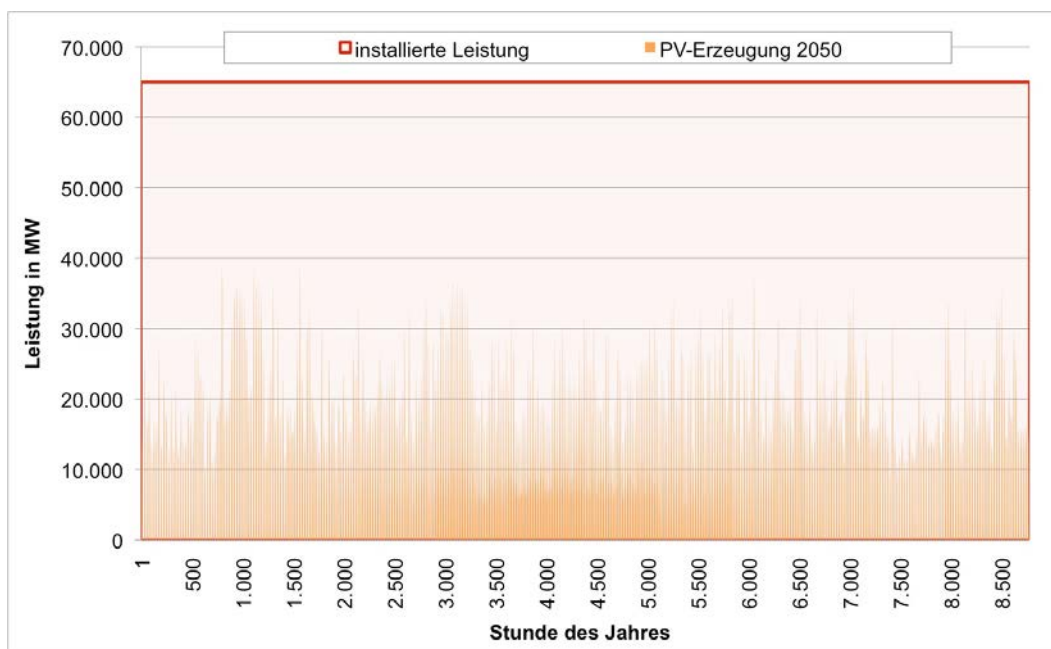


Abb. C-14 Tatsächliche und installierte PV-Leistung im Jahr 2050

Die Auswertung der modellierten Einspeisung von PV-Anlagen ergibt für die betrachteten Stützjahre die in Tab. C-6 dargestellten Ergebnisse. Das Verhältnis von maximal auftretender zu installierter Leistung steigt von 55% in 2008 auf 60 % in 2050 an. Basierend auf den meteorologischen Daten des Jahres 2008 liegen die maximalen Erzeugungs-Differenzen zweier Folgetage zwischen 73 und 81 % der mittleren Tages-Erzeugung, die von 13 GWh im Jahr 2008 auf 172 GWh im Jahr 2050 steigt.

Tab. C-6 Auswertung der modellierten PV-Einspeisung

	2008	2010	2020	2030	2050
max. Leistung in MW	3.292	8.591	29.289	36.909	38.997
in % der installierten Leistung	55,1	54,4	56,7	58,6	60,0
im Monat	Okt	Okt	Mär	Mär	Mär
maximale Erzeugung/Tag in MWh	23.241	60.315	212.690	267.650	286.624
im Monat	Sep	Sep	Mai	Mai	Mai
minimale Erzeugung/Tag in MWh	3.927	10.801	43.809	56.237	61.300
im Monat	Dez	Dez	Dez	Dez	Dez
mittlere Erzeugung/Tag in MWh	13.069	34.776	127.120	159.980	172.070
max. Differenz Folgetage in MWh	10.638	27.602	95.246	119.950	125.451
in % der mittleren Erzeugung	81,4	79,4	74,9	75,0	72,9
im Monat	Sep	Sep	Feb	Feb	Feb
Monat der maximalen Erzeugung	Mai				

Quelle: Eigene Berechnungen

C.1.2.1.3 Solarthermische Kraftwerke

In der BMU-Leitstudie und dem aktuellen Leitszenario 2010* [8] wird angenommen, dass Deutschland nach dem Jahr 2020 Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika importiert. Für die Modellbildung wird davon ausgegangen, dass die Energie in drei Parabolrinnen-Großkraftwerken mit thermischen Speichern gewonnen und deren Energieproduktion vollständig nach Deutschland übertragen wird.

Für jeden Standort werden Jahreszeitreihen der Direkt-Normalstrahlung, also des direkten Strahlungsanteils, der senkrecht auf eine nachgeführte Oberfläche auftrifft, genutzt. Abweichend von den meteorologischen Daten des Jahres 2008, die für die Modellierung der PV- und Windeinspeisung verwendet werden, finden hier Daten aus der HelioClim-Datenbank [22] für das Jahr 2005 Verwendung.

Das Modell besteht aus den drei Komponenten Solarfeld, Powerblock und Speicher.

Im Solarfeld wird die auf die nachgeführten Parabolrinnen eintreffende Direktstrahlung in Wärme gewandelt. Der Wirkungsgrad dieser Energiewandlung berücksichtigt optische und thermische Verluste. Im Powerblock, der aus Dampfturbine und Generator besteht, wird die Wärmeenergie in elektrische Energie gewandelt. Der Wirkungsgrad des Powerblocks ist dabei abhängig von der Auslastung, der beste Wirkungsgrad wird bei Nennlast erreicht. Der Powerblock bezieht primär Wärmeenergie aus dem Solarfeld. Wenn die Wärmeleistung des Solarfeldes nicht ausreicht, um die Nennleistung des Powerblocks zu erreichen, wird Energie aus dem thermischen Speicher eingesetzt. Der Speicher wird geladen, wenn das Solarfeld mehr Leistung generiert als für Nennbetrieb des Generators notwendig ist. Die Speichereinsatz-Strategie zielt darauf, dass das Kraftwerk über einen möglichst langen Zeitraum Nennleistung liefern kann. Die genutzten Parameter sind in Tab. C-7 zusammengestellt.

Tab. C-7 Verwendete Parameter für solarthermische Kraftwerke

Parameter	in %
Solarfeld: optischer Wirkungsgrad	58,6
Solarfeld: thermischer Wirkungsgrad	80,5
Nennwirkungsgrad Powerblock	40
Eigenbedarf	7,2
Verfügbarkeit	94
Speicherverluste ¹⁾ in %/h	0,1
Transportverluste in %/1.000 km	4

¹⁾ Verluste eines Zyklus im Bereich von 1 %, Speicherdauer ca. 10 Stunden

Quellen: [23], [24], [25], [26] und eigene Annahmen

Abb. C-15 verdeutlicht die oben beschriebene Modellierung eines ParabolrinnenKraftwerks. An diesem Beispieltag übersteigt die eingestrahlte Leistung ab der achten Stunde den für Nennbetrieb notwendigen Wert, der Speicherfüllstand beginnt zu steigen. Beim Absinken der Strahlungsintensität wird sowohl Energie aus dem Solarfeld als auch aus dem Speicher zum Powerblock geleitet, bis schließlich der Speicher vollständig die Energieeinspeisung übernimmt.

Folgen mehrere strahlungsintensive Tage aufeinander, ist der Speicher so weit aufgeladen, dass das Kraftwerk nahezu unterbrechungsfreie Grundlast bereitstellen kann.

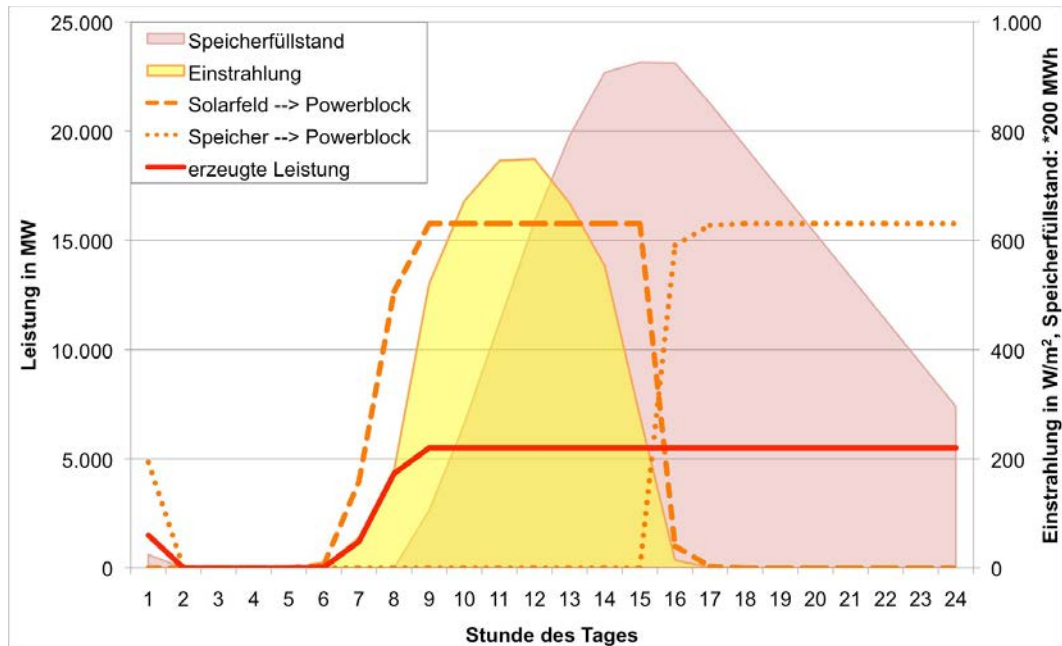


Abb. C-15 Einstrahlung, Speicherfüllstand und Leistung eines solarthermischen Kraftwerks am Standort Tunesien, 23. Oktober 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Die gesamte installierte Generatorleistung der drei Kraftwerke entspricht dem CSP-Ausbauszenario aus [8]. Die Speichergröße wird nach der DLR-Studie „SOKRATES“ [26] für jedes Kraftwerk mit 16 Volllaststunden angenommen. Die Skalierung der Solarfelder wurde so gewählt, dass das solare Vielfache (Verhältnis zwischen tatsächlicher Kollektorfläche und für Generator-Nennleistung nötiger Kollektorfläche) bei etwa 3,6 (im Jahr 2030) und 4,3 (im Jahr 2050) liegt. Dadurch kann der Speicher so bewirtschaftet werden, dass die in [8] angenommenen Erträge erreicht werden.

In einem realen zukünftigen EE-Verbund würde der Importstrom anteilig aus einer Vielzahl über Nordafrika verteilter Kraftwerke stammen. Hier wurden vereinfachend drei Großkraftwerke modelliert, deren gesamte Energieerzeugung allein nach Deutschland übertragen wird. Um dennoch sowohl räumliche als auch tageszeitliche Ausgleichseffekte ausnutzen zu können, wurden die drei Standorte des Modells auf weit voneinander entfernten Längengraden (zwischen 7° West und 20° Ost) gewählt. Dabei steht ein Kraftwerk in Marokko, eines in Tunesien und eines in Libyen. Die verwendeten Einstrahlungsdaten berücksichtigen die Zeitverschiebung zwischen den Standorten.

Tab. C-8 Auslegung der solarthermischen Kraftwerke

Ort	Leistungsparameter in GW	2030	2050
Marokko	Elektrische Generatorleistung	0,75	3,5
	Thermische Solarfeldleistung	6,6	37,7
Tunesien	Elektrische Generatorleistung	1,0	5,5
	Thermische Solarfeldleistung	9,4	56,6
Libyen	Elektrische Generatorleistung	0,75	3,5
	Thermische Solarfeldleistung	6,6	37,7

Quelle: eigene Berechnung

Die bei der Übertragung nach Deutschland anfallenden Transportverluste werden berücksichtigt. Dafür werden elektrische Verluste von vier Prozent pro 1.000 km und ein Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs(HGÜ)-Netz mit zwei Maschen und zwei Anschlusspunkten in Süd- und Südwestdeutschland angenommen.

Abb. C-16 zeigt die Standorte der solarthermischen Kraftwerke, den Verlauf der HGÜ-Leitungen und die Einspeisepunkte in Deutschland.

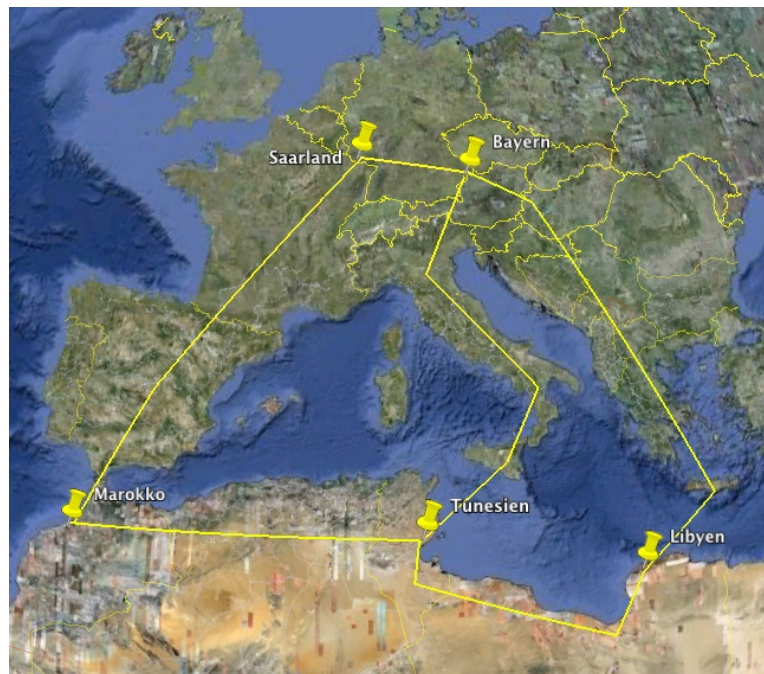


Abb. C-16 Standorte der solarthermischen Kraftwerke, HGÜ-Leitungen und Einspeisepunkte

Quelle: eigene Darstellung mit Google Earth

Abb. C-17 zeigt beispielhaft die Ganglinie der importierten Leistung aus solarthermischen Kraftwerken für eine Woche im Oktober des Jahres 2050, in Abb. C-18 ist die Ganglinie des gesamten Jahres 2050 zu sehen. Man erkennt, dass die Nennleistung häufig erreicht wird und besonders im Sommer hohe Volllaststundenzahlen gefahren werden können, über lange Zeiträume also konstante Leistungen geliefert werden. Dennoch kann mit der gewählten Auslegung zu keiner Jahreszeit durchgängig eine konstante Grundlastlieferung aus diesen Kraftwerken garantiert werden.

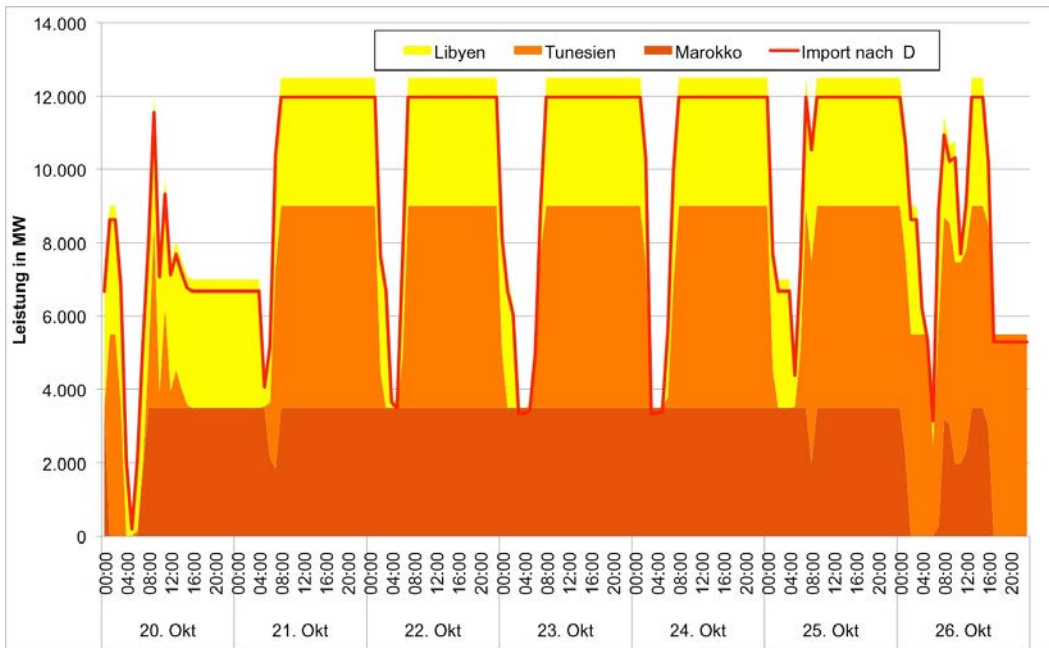


Abb. C-17 Ganglinie der Erzeugung aus solarthermischen Kraftwerken in der Woche vom 20. - 26. Okt. 2050

Quelle: eigene Darstellung

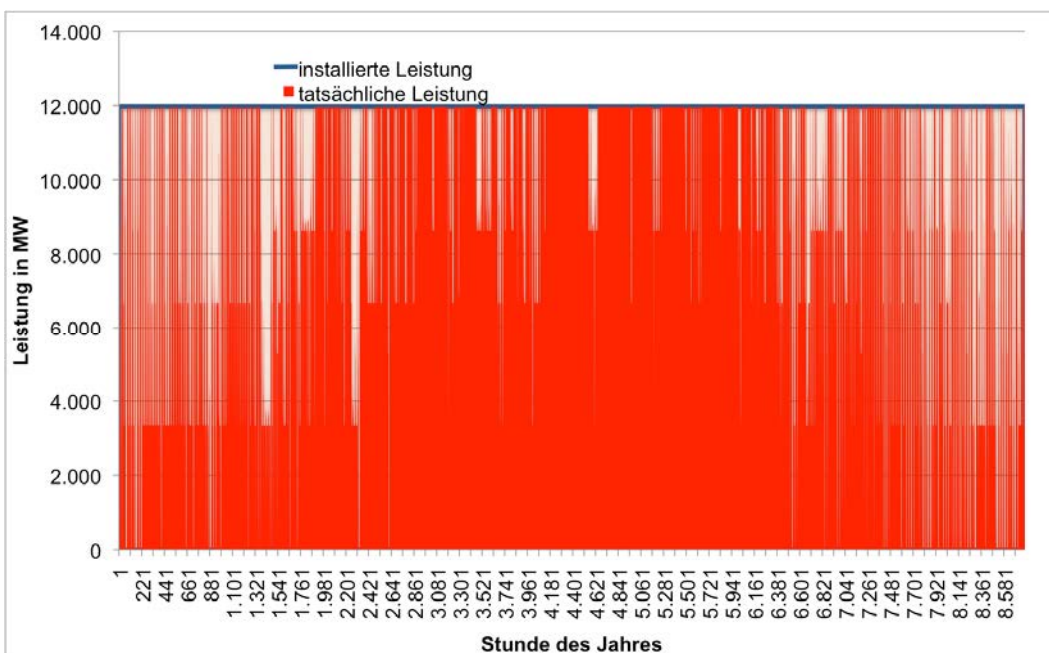


Abb. C-18 Installierte und tatsächliche Leistung der Solarimporte im Jahr 2050

Quelle: eigene Darstellung

C.1.2.1.4 Wasserkraft

Die Leistungsganglinien der Wasserkraftwerke wurden von [27] übernommen. Diese werden dort über eine Abschätzung mit Hilfe der Wasserstandshöhen und Abflussmengen des Jahres 1991 realisiert. Die installierte Leistung aller Wasserkraftwerke nach [8] ist in Anlagen kleiner 1 MW und Anlagen größer 1 MW aufgeteilt. Die heutige regionale Verteilung des Wasserkraftpotenzials für Anlagen kleiner und größer 1 MW [28] wird für alle Stützjahre beibehalten.

Für eine Beispielwoche des Jahres 2008 wird in Abb. C-19 die relativ langsame Schwankung der Leistung aus Laufwasserkraftwerken deutlich.

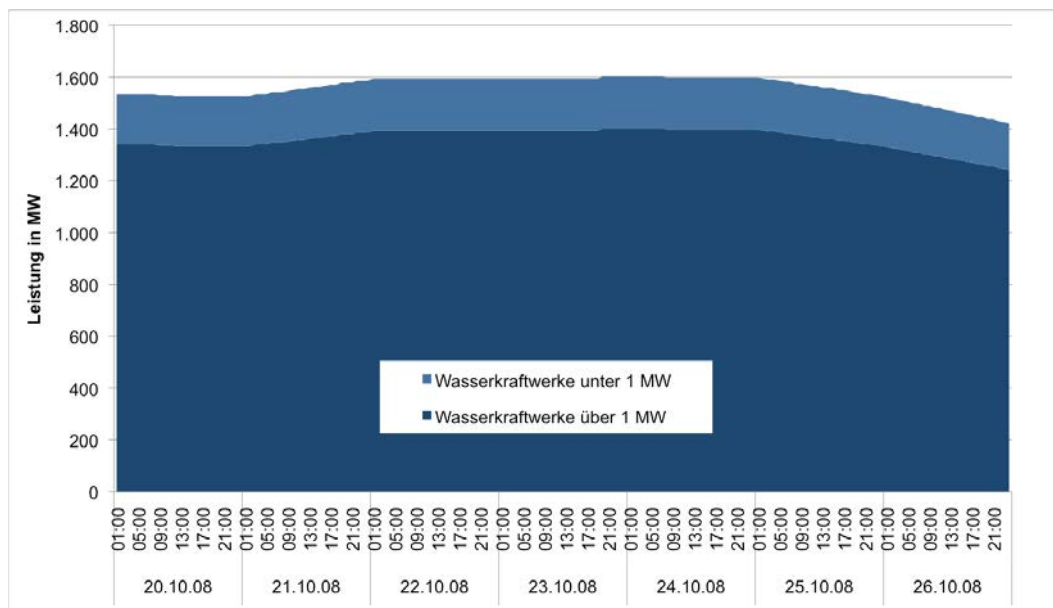


Abb. C-19 Verlauf der Wasserganglinie in einer Beispielwoche

Quelle: eigene Darstellung

C.1.2.1.5 Biomasse, Geothermie und EEG-Gase

Die Einspeiseganglinien für Strom aus Geothermie- und Biomasseanlagen sowie für Anlagen, die mit Gasen nach dem EEG betrieben werden, werden ohne Kopplung an meteorologische Messdaten über vereinfachte Annahmen modelliert. Anlagen zur Nutzung von EEG-Gasen (Biogase, flüssige Brennstoffe, Deponie-, Klär- und Grubengase) und Geothermieranlagen werden in einem Grundlastbetrieb modelliert, das heißt die Leistung der jeweiligen Technologie hängt ausschließlich von den Vorgaben der installierten Leistung und der Jahresstrommenge in den jeweiligen Stützjahren nach [8] ab.

Feste Biomasse wird in jahreszeitlich variable und jahreszeitlich fixe Energieträger unterschieden. Nicht variabel ist die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil der thermischen Abfallbehandlung, deren Modellierungsprinzip damit dem der EEG-Gase und Geothermieranlagen gleicht.

Jahreszeitliche Unterschiede ergeben sich aber bei Heizkraftwerken und kleinen BHKWs, welche mit fester Biomasse betrieben werden. Die Leistung dieser Kraftwerke ist im Winter konstant hoch, im Laufe des Frühlings immer weiter abfallend, im Sommer konstant niedrig und im Herbst wieder ansteigend modelliert. Für die Abschätzung der jeweiligen Höhe der Leistungen werden die Daten der installierten Leistungen und der Jahresvolllaststunden nach [8] verwendet.

C.1.2.2 Lastganglinien für die gesamte Stromnachfrage

Zur Gegenüberstellung mit der ermittelten stündlichen Einspeisung von EE-Strom wird in gleicher zeitlicher Auflösung der Jahreslastverlauf der gesamten Stromnachfrage in Deutschland bestimmt. Ziel ist die

Bestimmung der Residuallast, die in der Basisvariante ohne weitere Last- oder Speichermanagement-Maßnahmen durch den konventionellen Kraftwerkspark zu decken ist.

Für das ausgewählte Basisjahr 2008 (Zeitraum 1.11.2007 bis 30.10.2008) wird die Gesamtlast aus [29] entnommen. Die stündlichen Mittelwerte der Verbraucherlast werden durch das European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) erfasst und online verfügbar gemacht. Die so dargestellten Zeitreihen werden dabei definiert als die Leistungsaufnahme aller Verbraucher im Stromnetz unter Einbeziehung von Transmissionsverlusten aber ohne Kraftwerkseigenbedarfe und Pumpspeicherleistung. Die Abb. C-20 zeigt den Lastverlauf einer Beispielwoche im Jahr 2008.

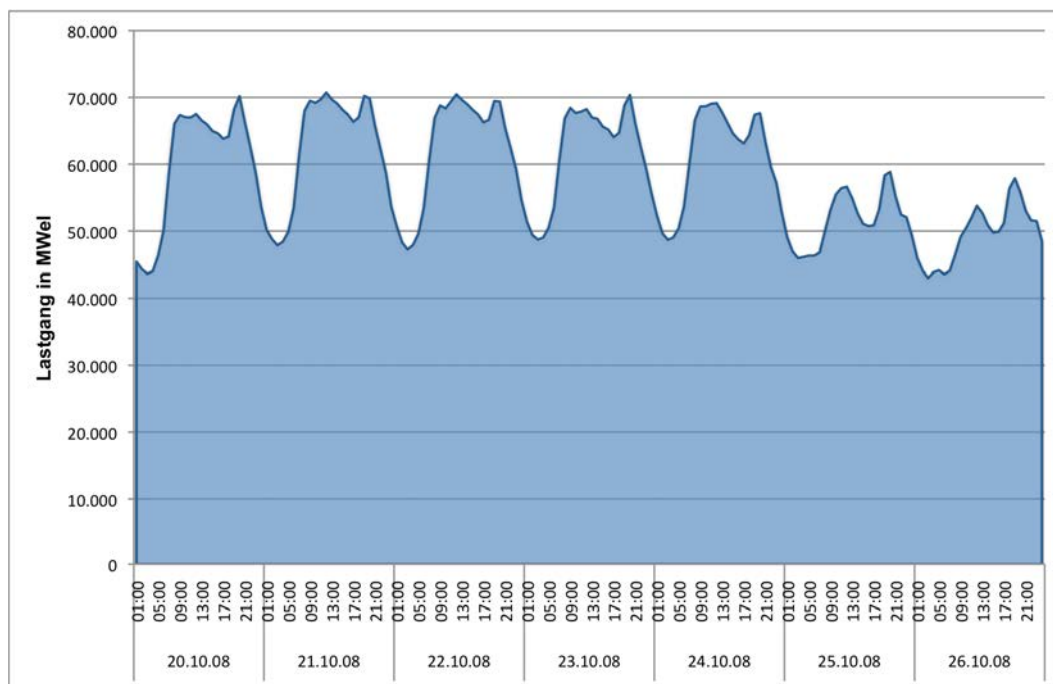


Abb. C-20 Gesamtlastgang in der Woche vom 20. - 26. Okt. 2008

Quelle: eigene Darstellung nach [29]

Aufbauend auf dem Basis-Jahreslastprofil werden ferner die Lastgänge für die weiteren Stützjahre 2010, 2020, 2030 und 2050 mittels einfacher Skalierung über die zugrunde gelegte Entwicklung der gesamten Stromnachfrage berechnet. Hierfür wird gemäß interner Abstimmung zwischen den EEG-Vorhaben III bis V bis zum Jahr 2030 der Entwicklungspfad des Strukturwandelszenarios der Politikszenerien V [30, S. 279, Tab. A2-6] herangezogen [31]. Auf Grund des begrenzten Zeithorizonts der Politikszenerien ist es zudem notwendig, für das Jahr 2050 auf abweichende Studienergebnisse zurückzugreifen. Die mögliche Entwicklung der Stromnachfrage zwischen 2030 und 2050 und damit des Skalierungsfaktors für das Lastband wird deshalb analog zur relativen Änderung der Stromnachfrage im gleichen Zeitraum des Leitszenarios 2009 bestimmt [32, S. 29, Tab. 1]¹². Die dafür verwendeten Szenariodaten

¹² Die Datentabellen des Leitszenarios 2010* waren zum Zeitpunkt der Lastgang-Bestimmung noch nicht verfügbar. Auf eine nachträgliche Anpassung an das Leitszenario 2010* wurde verzichtet, da die Stromnachfrage (ohne Wasserstoffherzeugung) zwischen 2030 und 2050 in

sowie die prozentuale Skalierung (jeweils ohne Wasserstoffherzeugung) im Vergleich zum Basisjahr sind in Tab. C-9 dargestellt.

Die ab dem Jahr 2030 zusätzlich auftretende Stromnachfrage durch Elektrolyseure für die Erzeugung von Wasserstoff geht dann separat in die Lastgangbestimmung der Gesamtnachfrage ein (siehe Kapitel C.1.2.3). Grund hierfür ist, dass sowohl im Grundlastbetrieb als auch intermittierend eingesetzte Elektrolyseure ein spezifisches Lastprofil aufweisen, das sich nicht durch Skalierung einer typischen Verbraucherlast mit Nachttälern und Tagesspitzen darstellen lässt. Insbesondere durch den hohen Anteil an der Stromnachfrage in 2050 würden sich hierbei unrealistische Verzerrungen des zukünftig zu erwartenden Gesamtlastverlaufs ergeben.

Tab. C-9 Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage für die Skalierung der künftigen Lastgänge

		2008	2010	2020	2030	2050
Stromnachfrage D gesamt (ohne Wasserstoffherzeugung)	in PJ/a	1.788	1.738	1.556	1.470	1.461
	in TWh/a	497	483	432	408	406
Stromnachfrage Wasserstoff- herzeugung (nachrichtlich, als Berechnungsbasis in C.1.2.3)	In TWh/a	0	0	0	10	100
Entwicklung der Stromnachfrage in % gegenüber 2008 (ohne Wasserstoff- herzeugung, als Basis der Lastskalierung)		100	97,2	87,0	82,2	81,7

Quelle: [8], [30], [32] und eigene Berechnung

Aus der gewählten Datengrundlage ergeben sich bis zum Jahr 2030 zunächst deutlich sinkende Verbraucherlastgänge, die anschließend bis zum Jahr 2050 durch den zunehmenden Einsatz von Elektrolyseuren wieder auf das Niveau des Jahres 2020 ansteigen.

Eine weitere Differenzierung der Gesamtlast nach Sektoren ist zur Erreichung der im Rahmen der Studie definierten Ziele nicht notwendig. Als Bestandteil der Integrationsvariante werden stattdessen die für ein Lastmanagement geeigneten Teillasten Elektro-Kfz und Wärmepumpen extrahiert und zugunsten der Glättung der Residuallastkurve gesteuert (vgl. Kapitel C.1.3).

Es ist zu beachten, dass für die Bestimmung der zukünftigen Gesamtlastganglinien vereinfachende Annahmen getroffen wurden. So wird davon ausgegangen, dass sich durch eine zukünftig veränderte Stromnachfrage zwar die Skalierung des Lastgangs verändert, der Verlauf des Lastprofils im Vergleich zu 2008 in der Basisvariante (ohne Last- und Speichermanagement) aber unverändert bleibt. Der mögliche Einfluss von neuartigen Verbrauchern oder denkbaren Verschiebungen der Stromnachfrage zwischen den Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte und Gewerbe bleibt somit weitgehend unberücksichtigt. Eine Ausnahme davon stellt der im Folgenden beschriebene Einsatz von Elektrolyseuren dar.

C.1.2.3 Elektrolyseure als steuerbare Lasten

Im Jahr 2030 beginnt laut Leitszenario der Einstieg in die Produktion von Wasserstoff für den Verkehrssektor mittels Elektrolyse und rein auf der

beiden Studien annähernd unverändert bleibt (Leitszenario 2009: -3 TWh/a, Leitszenario 2010* +1 TWh/a).

Basis von EE-Strom. Die Gründe dafür sind, dass ab dann zunehmend kostengünstiger überschüssiger EE-Strom verfügbar ist, EE-Wasserstoff daher und aufgrund gestiegener Kraftstoffpreise konkurrenzfähig wird und „... die Wasserstoffherstellung das günstigste Speicher- und Ausgleichsverfahren für große Mengen an EE-Strom darstellen dürfte.“ [32]. Um den Wasserstoff diesbezüglich exklusive aus fluktuierendem EE-Strom herzustellen, müssen die Elektrolyseure intermittierend, d.h. den auftretenden Leistungsschwankungen folgend, eingesetzt werden. Dies ist nach Auskunft einschlägiger Experten und Untersuchungen technisch problemlos möglich [33],34].

Für die eigene Modellierung werden aus dem aktuellen Leitszenario 2010* die Annahmen zur benötigten Wasserstoffmenge und der resultierenden Stromnachfrage übernommen und durch eigene Annahmen zu Volllaststunden, Verfügbarkeit und zugehörigem Wasserstoffspeicher (für Tankstellen) ergänzt (siehe Tab. C-10). Jedes System besteht aus einem Elektrolyseur mit 2 MW elektrischer Leistung [8] und einem Zweitages-Speicher¹³ mit einer Kapazität von 200 MWh.

Bei den Elektrolyseuren wird zwischen zwei verschiedenen Auslegungen bzw. Einsatzarten unterschieden. Zum einen gibt es die Gruppe der „**Grundlast-Elektrolyseure**“, die eine hohe Volllaststundenzahl (6.000 h/a) erreichen, um die Einstiegskosten in die Wasserstoffwirtschaft gering zu halten. Sie werden daher zu Beginn der Markteinführung im Jahr 2030 eingesetzt. Daraus folgt eine insgesamt installierte elektrische Leistung in Höhe von 1,7 GW (16,6 GW) und ein durchgängiger Leistungsabruf in Höhe von gut 1,1 GW (11,4 GW) im Jahr 2030 (2050). Das verschiebbare Lastpotenzial und der damit verbundene mögliche Integrationsbeitrag für EE-Strom sind in diesem Fall allerdings gering. Zudem kann keine vollständige direkte Kopplung mit EE-Strom erzielt werden. Grundlast-Elektrolyseure dienen daher für das Jahr 2050 nur noch als denkbare Referenz, um die Wirkung der intermittierenden Elektrolyseure zu verdeutlichen.

Tab. C-10: Annahmen zum Einsatz von Elektrolyseuren als steuerbare Lasten

	2030	2050
Verfügbarer EE-Wasserstoff in TWh/a	7	76
Stromnachfrage der Elektrolyseure in TWh/a	10	100
Verfügbarkeit der Elektrolyseure	70%	70%
Elektrolyseure (Grundlast):		
Volllaststunden in h/a	6.000	(6.000)
Installierte el. Leistung in GW	1,7	(16,6)
Elektrolyseure (Intermittierend):		
Volllaststunden in h/a	–	3.000
Installierte el. Leistung in GW	–	33,3
Eigenbedarf der Elektrolyseure im Stand-by (Intermittierend)	1%	1%

Quelle: [8]; [34]; eigene Annahmen/Berechnungen

Zum anderen gibt es die Gruppe der „**Intermittierenden Elektrolyseure**“, für die nur eine halb so hohe Volllaststundenzahl (3.000 h/a) wie zuvor unterstellt wird, damit sie ein deutlich größeres Potenzial für die Einsatzweise als netzgeführte steuerbare Last haben. Diese kommen ab dem Jahr 2030 zunehmend und spätestens im Jahr 2050 dann exklusive

¹³ Der volle Speicher soll bei konstantem Bedarf zwei Tage ohne Produktion abdecken können. Das entsprechende Speichervolumen für gasförmigen Wasserstoff (bei etwa 20 MPa) beträgt 380 m³.

zum Einsatz. Durch die Nebenbedingung der zu produzierenden Wasserstoffmenge resultiert daraus im Vergleich zu den Grundlast-Elektrolyseuren eine etwa doppelt so große installierte elektrische Leistung (ca. 33 GW im Jahr 2050). Das verfügbare Lastmanagementpotenzial wird dadurch erheblich gesteigert, ebenso allerdings die nötigen Investitions- und Kapitalkosten, die zusätzlich erlöst und/oder durch adäquate Förderung – ausreichend – kompensiert werden müssten. Dies wird hier allerdings nicht weiter thematisiert, da eine ökonomische Bewertung nicht zu den Aufgaben dieses Arbeitspakets gehört. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

Der Einsatz der intermittierenden Elektrolyseure erfolgt derart, dass die fluktuierende Residuallast möglichst stark geglättet wird. Dabei müssen die durch Leistungs- und Speichergrenzen vorgegebenen Rahmenbedingungen immer eingehalten werden. Die erzielbare Wirkung im Vergleich zum Grundlast-Elektrolyseur ist in Abb. C-21 für einen ausgewählten „typischen“ Tag dargestellt. Die maximale Schwankungsamplitude der Residuallast kann in diesem Fall von etwa 30 GW auf weniger als 10 GW reduziert werden, die Schwankungen werden insgesamt deutlich geglättet und die negative Spitzenlast wird um gut 10 GW verringert. In der Jahresbilanz können die auftretenden EE-Überschüsse und –Defizite durch den intermittierenden Einsatz der Elektrolyseure ferner um jeweils etwa 20 TWh ausgeglichen werden.

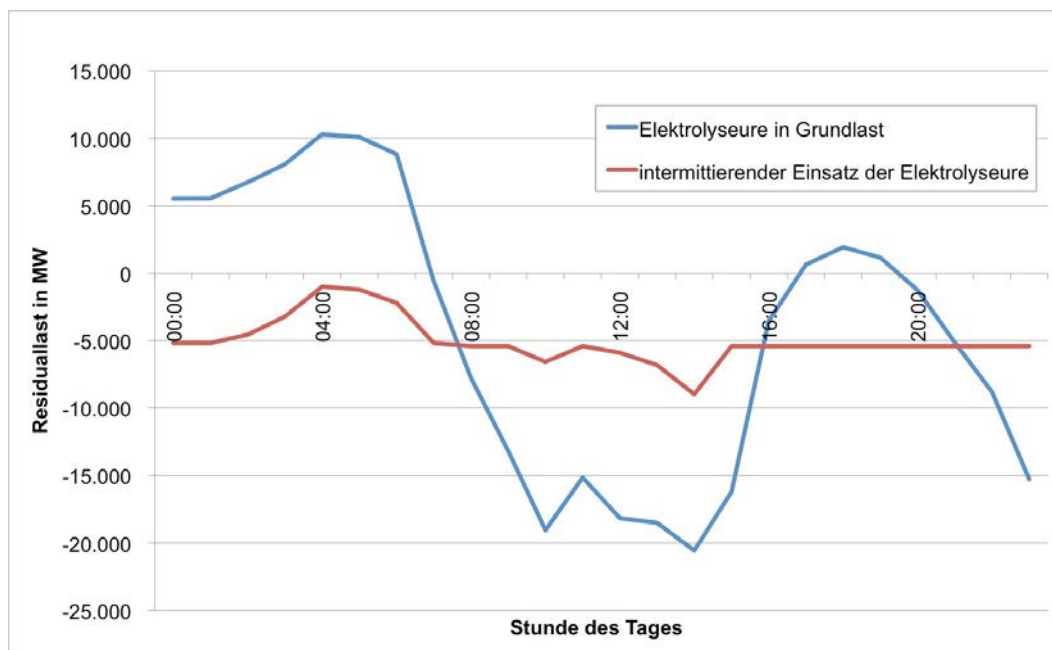


Abb. C-21 Effekt des intermittierenden Einsatzes auf die Residuallast gegenüber der Grundlastfahrweise der Elektrolyseure, exemplarisch für den 23.10.2050

C.1.2.4 Entwicklung der Residuallast und ihre Bedeutung für die Systemintegration

Die Residuallast ist definiert als Differenz aus gesamter Stromnachfrage, die insgesamt jederzeit zu decken ist, und gesamter Einspeisung von EE-Strom zur gleichen Zeit. Sie ist positiv, wenn das Angebot an EE-Strom nicht ausreicht, um die Nachfrage zu decken (EE-Defizit) und negativ,

wenn diesbezüglich ein Überangebot an EE-Strom (EE-Überschuss) besteht. Für den Ausgleich eines – heute noch überwiegend vorherrschenden – Defizits wird daher zusätzliche elektrische Leistung aus konventionellen Kraftwerken, Stromimport bzw. Speichern und/oder ein Abschalten von Lasten benötigt. Ein Ausgleich von Überschüssen erfordert dagegen das Herunterfahren von Kraftwerken, Stromexport, Speicherbeladung und/oder das Zuschalten von Lasten.

Die Analyse der Residuallastganglinie und ihrer Dauerlinie¹⁴ – z.B. hinsichtlich Menge und Häufigkeit von Defiziten und Überschüssen sowie auftretenden Gradienten – gibt daher wichtige Hinweise auf Bedarf, Struktur und Eigenschaften von konventionellen Kraftwerken sowie regelbaren Lasten und Speichern.

Dauerlinien der Residuallast – Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Jahresdauerlinie der Residuallast wird im Zeitverlauf stetig nach unten verschoben (siehe Abb. C-22). Die heute noch vorherrschenden EE-Defizite werden demnach bis zum Jahr 2050 erheblich (um 87 %) reduziert, während EE-Überschüsse auf Basis der verwendeten Daten erstmalig etwa ab dem Jahr 2020 und dann rasch zunehmend auftreten. Vorher reicht demnach die EE-Einspeisung nicht aus, um die gesamte Nachfrage zumindest zeitweise decken zu können, ab 2020 dann aber temporär immer häufiger. Im Jahr 2050 sind die EE-Defizite und -Überschüsse sowohl bezogen auf ihre Höhe und Dauer sogar zufällig gleich groß. Diese besondere Situation eröffnet theoretisch die Option, dass EE-Defizite und -Überschüsse auch allein mittels sehr großer Kurz- und Langzeitspeicher ausgeglichen werden könnten. In der Realität wäre eine solche Fokussierung auf den alleinigen Ausgleich durch Speicher allerdings wenig vorteilhaft, wie die spätere Diskussion (siehe Kapitel C.1.4, Abschnitt Stromspeicher) aufzeigt.

¹⁴

Dabei handelt es sich um die geordnete Darstellung der auftretenden Residuallasten vom höchsten bis zum niedrigsten Wert über einen bestimmten Zeitraum, in der Regel ein Jahr.

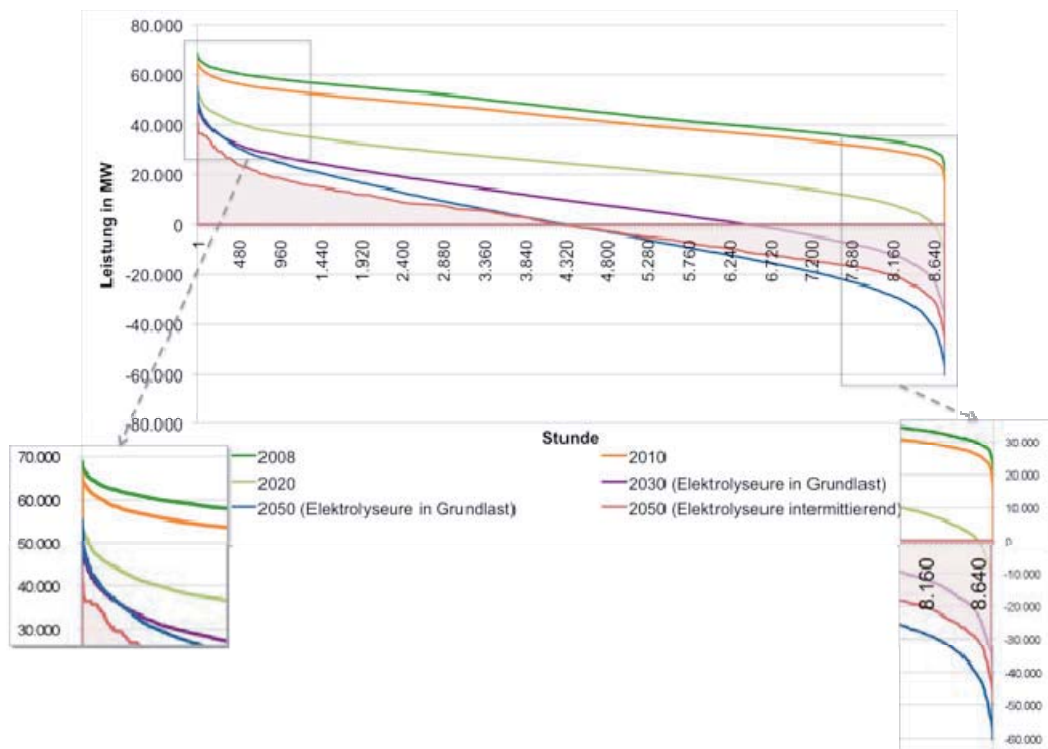


Abb. C-22: Entwicklung der Dauerlinien der Residuallast für die Jahre 2008, 2010, 2020, 2030 und 2050 in der Basisvariante des Leitszenarios 2010*

Die residuale Höchstlast wird im Zeitverlauf kontinuierlich gesenkt und um ca. 25 GW auf ca. 44 GW (-36 %) in 2050 reduziert. Dies gilt allerdings nur, wenn die im Leitszenario 2010* vorgesehenen Elektrolyseure intermittierend, d.h. zum Ausgleich der RL-Fluktuationen durch Wind- und Solarstrom, eingesetzt werden. Würden sie dagegen mit möglichst hohen Volllaststunden betrieben werden, dann würde die Höchstlast sogar wieder auf das Niveau des Jahres 2020 angehoben. Die im Vergleich zum EE-Ausbau geringe Absenkung der Höchstlast spiegelt den geringen Leistungskredit¹⁵ der Wind- und PV-Kraftwerke wieder. Es ist demnach in Zukunft zwar in der Summe eine deutlich geringere gesicherte konventionelle Kraftwerksleistung zur Abdeckung der Spitzenlast nötig, gleichwohl steigt der Bedarf an konventionellen Spitzenlast-Kraftwerken (siehe Abb. C-23 und Tab. C-11).

Die residuale Mindestlast wird im Vergleich zur Höchstlast im Zeitverlauf viel stärker abgesenkt. Sie wird etwa ab dem Jahr 2020 negativ und erreicht im Jahr 2050 sogar höhere Absolutwerte als die Höchstlast. Es muss dann, wenn auch nur für relativ kurze Zeiträume, eine beträchtlich hohe Überschussleistung ausgeglichen werden können. Diese liegt umgerechnet in einer Höhe von gut 31 GW, die für den Ausgleich negativer Spitzenlast benötigt werden, und damit noch um ca. 8 GW höher als der Bedarf zur Abdeckung der Höchstlast.

Ohne die umfangreiche Einführung leistungsstarker und letztlich intermittierend betriebener Elektrolyseure ab dem Jahr 2030 würden bei gleichem EE-Ausbau deutlich größere Defizite und Überschüsse sowie positive und negative Residuallastspitzen auftreten. Dies würde zu erheblich anspruchsvolleren Anforderungen u.a. an den konventionellen

¹⁵ Prozentualer Anteil der Nennleistung, der statistisch gesehen zuverlässig zur Verfügung steht.

Kraftwerkspark als in der weiterhin betrachteten Basisvariante zum Leitszenario 2010* führen (siehe Kapitel 4). Im Sinne einer möglichst robusten Systemtransformation erscheint es daher geboten, zeitlich passend neue, steuerbare und leistungsstarke Lasten wie z.B. Elektrolyseure und Elektroautos einzuführen und diese vorrangig intermittierend einzusetzen. Dies gilt besonders dann, wenn dadurch Synergieeffekte im Verkehrssektor und in der Wärmeversorgung erzielt werden können. Inwieweit insgesamt eher eine angebots- oder nachfrageseitige Vorgehensweise vorteilhaft ist, müsste allerdings noch durch weitergehende Analysen (u.a. Sensitivitätsanalysen) untersucht und validiert werden.

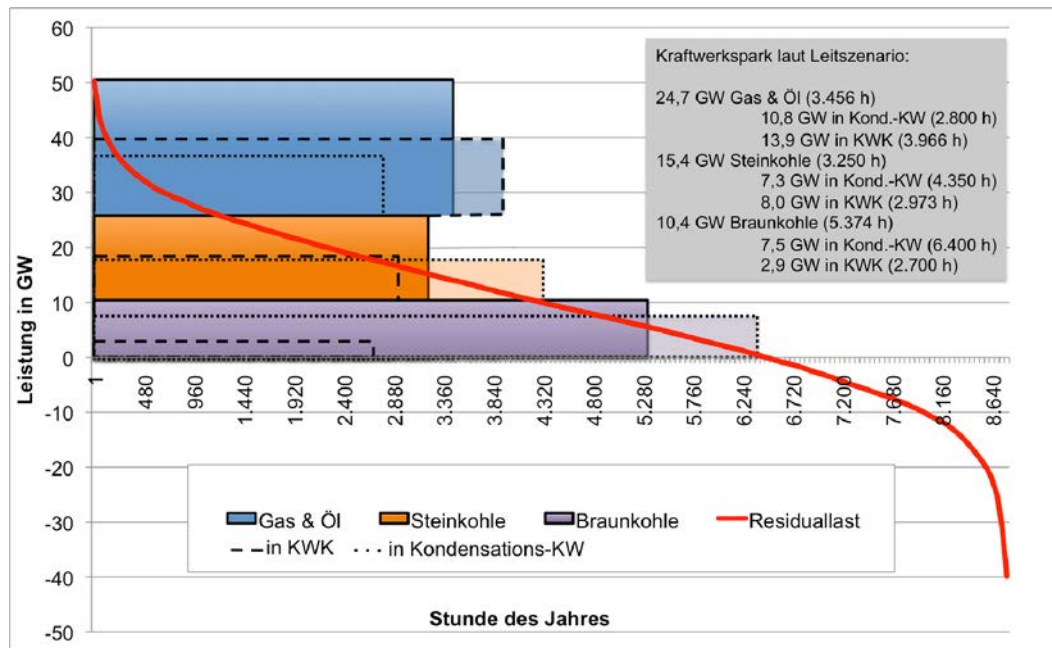


Abb. C-23: Jahresdauerlinie der Residuallast und daraus resultierender Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung im Vergleich zur konventionellen Kraftwerksstruktur laut Leitszenario 2010

Quelle: [8], eigene Berechnung und Darstellung

Tab. C-11: Überblick über die Entwicklung von residualen Spitzenlasten, pos. und neg. Residuallast, zugehörige Zeiträume und strukturellen Kraftwerksbedarf in der Basisvariante zum Leitszenario 2010*

	2008	2010	2020	2030	2050 (Ely-G)	2050 (Ely-I)
Maximale Residuallast in GW	68,9	66,0	55,2	50,2	55,3	44,2
Minimale Residuallast in GW	22,0	16,4	-17,7	-39,8	-60,3	-48,7
EE-Defizit in TWh/a	409	376	212	104	71,0	54,0
EE-Überschuss in TWh/a	0	0	-1	-21	-71,0	-54,0
EE-Überschussdauer in h/a	0	0	145	2.325	4.440	4.425
Bedarf an Spitzenlast-Kraftwerken in GW	10,8	12,2	18,6	23,0	30,7	25,9
Bedarf an Mittellast-Kraftwerken in GW	14,0	13,2	14,0	20,2	28,7	22,0
Bedarf an Grundlast-Kraftwerken in GW	44,1	40,6	22,5	7,0	–	–

Bem.: Ely-G/Ely-I=Elektrolyseure in Grundlastbetrieb/intermittierendem Betrieb;
Quelle: Eigene Berechnungen

Ein Vergleich der RL-Jahresdauerlinien mit den unterstellten Leistungen und Auslastungen der konventionellen Kraftwerke gemäß Leitszenario 2010* bzw. mit typischen Volllaststunden für Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke über den gesamten betrachteten Zeitraum führt in der Basisvariante zu folgenden strukturellen Aussagen hinsichtlich des konventionellen Kraftwerksparks im Zeitverlauf:

- „Konventionelle“ Grundlastkraftwerke (≥ 5.000 h/a) müssen zunehmend ihre Auslastung reduzieren und passen immer weniger zur Bedarfsdeckung. Der Bedarf sinkt auf sieben GW im Jahr 2030 bei einer Volllaststundenzahl von nur noch ca. 5.000 h/a.
- Zwischen 2030 und 2050 verschwindet auch der Rest-Bedarf für „konventionelle“ Grundlastkraftwerke auf der Basis von Braunkohle und Kernenergie.
- Der Bedarf an „konventionellen“ Mittellastkraftwerken (> 1.000 und < 5.000 h/a; z.B. Steinkohle) steigt von 14 GW (2020) auf 22 GW (2050), während die installierte Leistung laut Leitszenario 2010* auf 7,6 GW im Jahr 2050 zurückgehen wird. Der erforderliche Bedarf wird dann demnach nicht mehr allein durch die konventionellen Kraftwerke gedeckt werden können.
- Der Bedarf an „konventionellen“ Spitzenlastkraftwerken (≤ 1.000 h/a; Gas und Pumpspeicher) steigt von 18 GW (2020) auf 26 GW (2050). Allerdings wird ihre mögliche Auslastung aufgrund des in dem Leitszenario 2010* insgesamt angenommenen Kraftwerksparks zwischenzeitlich auf sehr geringe Werte (≤ 200 h/a in 2020) sinken. Daher ist aus heutiger Marktsicht anzunehmen, dass bereits

bestehende Anlagen betriebswirtschaftlich unter Druck geraten werden und es zugleich an ausreichenden Anreizen für die Investition in die benötigten neuen Kraftwerke mangeln wird.

- Durch den zunehmenden Anteil von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen an der fossilen Elektrizitätserzeugung (von 11 % im Jahr 2008 auf 88 % im Jahr 2050 [8]) und den damit einhergehenden veränderten Einsatzzeiten ist die Zuordnung der Energieträger Braunkohle, Steinkohle und Erdgas zu Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken dann allerdings nicht mehr eindeutig möglich

C.1.3 Integrationsvariante zum Leitszenario 2010 – mit zusätzlichen dezentralen Last- und Speichermanagementmaßnahmen

Dezentrale steuerbare Lasten (Wärmepumpen und Elektroautos) und dezentrale Speicheroptionen werden in dieser Szenariovariante verwendet, um die Residuallast im Unterschied zur Basisvariante weiter zu glätten. Dazu werden minimale Werte der Residuallast angehoben (Lasten werden gezielt zugeschaltet bzw. Speicher geladen) und maximale Werte abgesenkt (Lasten werden gezielt abgeschaltet bzw. Speicher entladen). Eine zeitliche Verschiebung der Last ist nur dann möglich, wenn ein Speicher existiert, die Last nicht kontinuierlich betrieben werden muss und der Nutzer bzw. Betreiber dies akzeptiert. Das nutzbare Zeitfenster wird im Modell allein durch die einzuhaltenden systemtechnischen Randbedingungen wie z.B. Kapazitäts- und Leistungsgrenzen des Speichers definiert. Für die Nutzerakzeptanz (Anteil der verfügbaren Lasten für das Lastmanagement) werden eigene, eher optimistische Annahmen getroffen.

Abb. C-24 zeigt die Einsatzreihenfolge der verschiedenen dezentralen Optionen für die Glättung der Residuallast im Modell und das Jahr, ab dem sie jeweils zum Einsatz kommen. Im ersten Schritt wird die dezentrale Speicherung in Batterien zur Steigerung des Eigenverbrauchs von Solarstrom modelliert, da diese bereits vor der Netzeinspeisung stattfindet. Da Lastmanagement-Maßnahmen kostengünstiger als weiterer Speichereinsatz angenommen werden, werden diese im Anschluss modelliert, in der Reihenfolge des angenommenen Vergleichmäßigungspotenzials: zuerst Elektrolyseure, die den größten Leistungshub bieten, gefolgt von E-Kfz-Lastmanagement-Maßnahmen und zeitlich verschiebbaren Wärmepumpen. Weitere Speicher werden als letzte Vergleichmäßigungsmaßnahme eingesetzt. Innerhalb des Speichereinsatzmodells werden entsprechend der Einsatzkosten zuerst Redox-, dann Blei-Säure-Batterien und zuletzt E-Kfz eingesetzt.

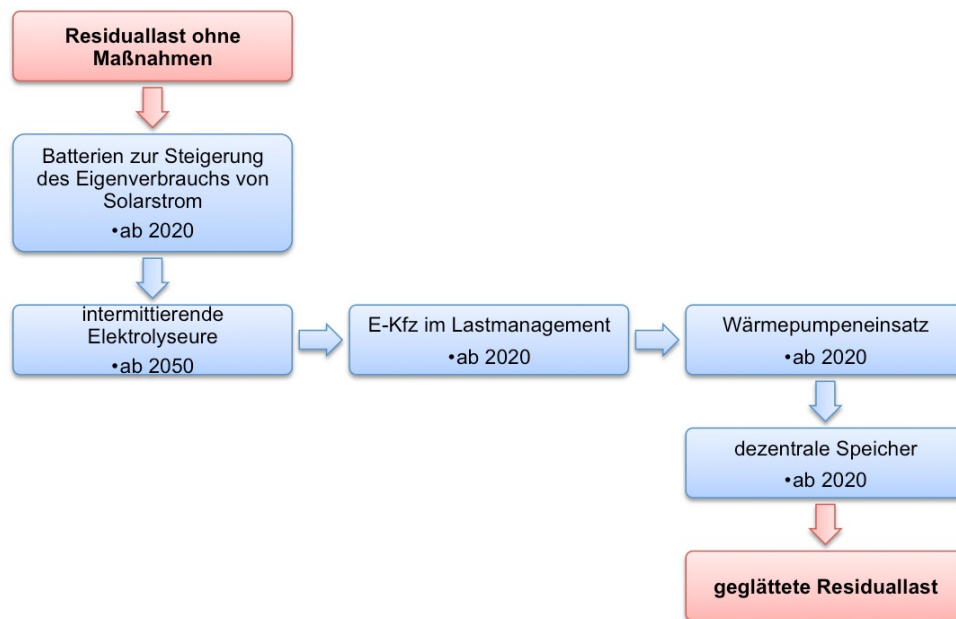


Abb. C-24 Einsatzreihenfolge der Lastglättungsmaßnahmen (vertikal Speicher, horizontal Lastmanagement)

C.1.3.1 Wärmepumpen als steuerbare Lasten

Bereits heute werden in zahlreichen Fällen Wärmepumpen (WP) zur Gebäudebeheizung (mit oder ohne Warmwasserbereitung) im Rahmen von unterbrechbaren Stromlieferverträgen im Tagesverlauf zeitweise abgeschaltet. Im Jahr 2009 wurden insgesamt rund 55.000 Wärmepumpen neu installiert [35]. Der WP-Bestand ist damit auf über 300.000 Anlagen angewachsen. Insbesondere im Neubau erfährt die Wärmepumpe hohe Zuwachsraten: Bereits jede vierte neu installierte Heizung 2009 war eine Wärmepumpe [36]. Mit zunehmender energetischer Sanierung im Altbau ist zukünftig auch im Gebäudebestand mit dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zu rechnen. Die gesamt installierte elektrische WP-Leistung beträgt derzeit ca. 1,5 GW und könnte bis zum Jahr 2030 nach Szenarien des Bundesverbandes Wärmepumpen auf 7,0 GW bis 11,9 GW anwachsen. Wärmepumpen stellen daher aller Voraussicht nach zukünftig eine relevante (regelbare) elektrische Größe im deutschen Stromsystem dar.

Im Folgenden werden die zukünftigen Lastmanagement-Potenziale durch den geregelten Einsatz von Wärmepumpen abgeschätzt bzw. modelliert. Dazu werden zunächst anhand vorhandener synthetischer WP-Lastprofile ohne Lastmanagement die zu erwartenden (ungeregelten) Lastverläufe für die zukünftigen Stützjahre bis 2050 anhand realer Messdaten der Lufttemperatur des Jahres 2008 berechnet. In einem zweiten Schritt wird abgeschätzt, in welchem zeitlichen Umfang der Betrieb der Wärmepumpen in Zeiten niedriger Residuallast durch Nutzung aktiver bzw. passiver (Pufferspeicher bzw. Gebäudemasse) Speicherelemente verschoben werden kann. Darauf aufbauend wird im dritten Schritt die residuale Last *mit* WP-Lastmanagement modelliert.

Herleitung der Wärmepumpen-Last *ohne* Lastmanagement

Der WP-Lastgang wird im Rahmen dieser Untersuchung vereinfachend auf Grundlage von unterbrechungsfreien Lastprofilen nach dem VDN-Verfahren „Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ [37] und realen Temperaturdaten eines Einzelstandorts bestimmt. Hierfür wurden die temperaturabhängigen Lastprofilen (TLP) der Klimazone Rhein-Ruhr des Verteilnetzbetreibers RWE gewählt [38], da es sich bei diesem Standort um ein Ballungszentrum mit wesentlichem Anteil an heutigen und zukünftigen WP-Lasten handelt. Die Anwendung und Entnormierung der TLP ist in Abb. C-25 skizziert und wird im Folgenden kurz zusammengefasst.

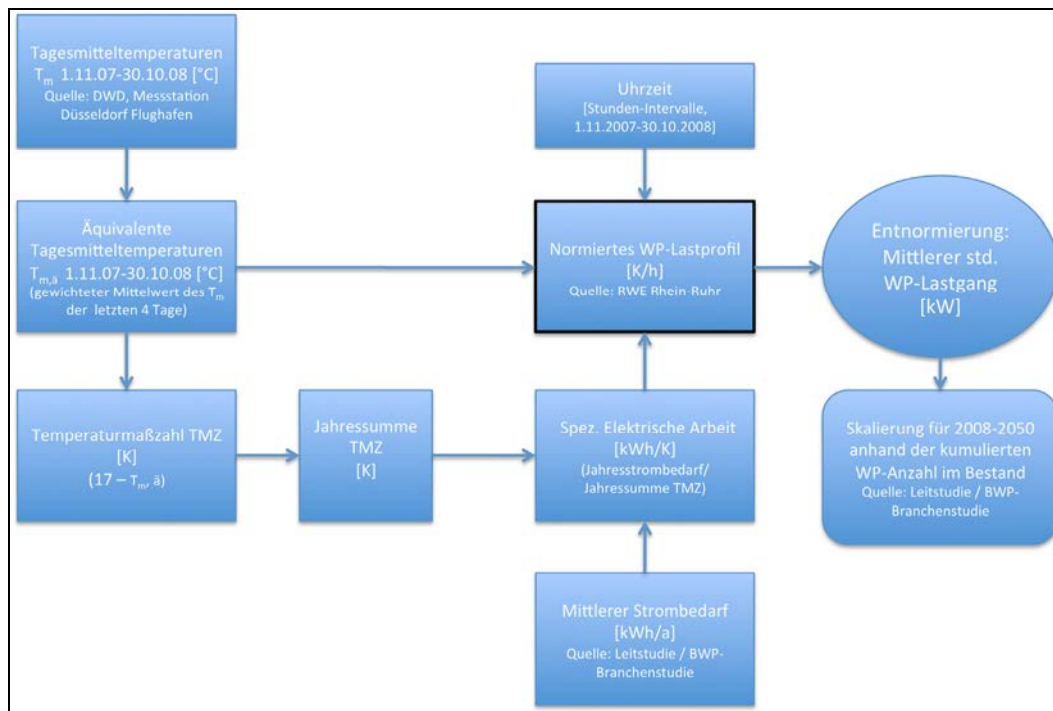


Abb. C-25 Schema der Berechnung des WP-Lastgangs ohne Lastmanagement nach VDN-Verfahren

Quelle: eigene Darstellung nach [37]

Die normierte TLP wird in Abhängigkeit von Temperatur und spezifischer elektrischer Arbeit einer durchschnittlichen WP entnormiert. In der ausgewählten Klimazone werden durch den Deutschen Wetterdienst Tagesmitteltemperaturen T_m für die Messstation Düsseldorf Flughafen bereitgestellt [39]. Aus diesen wird für jeden Tag als gewichteter Mittelwert der letzten vier Tage die sogenannte äquivalente Tagesmitteltemperatur $T_{m,ä}$ bestimmt. Durch Subtraktion der $T_{m,ä}$ von der oberen Grenztemperatur, ab der kein Heizwärmebedarf mehr besteht - hier 17°C in Anlehnung an [37]) -, wird die Temperaturmaßzahl jedes Tages ermittelt und zu einer Jahressumme aufaddiert. Die spezifische elektrische Arbeit einer WP wird dann bestimmt als der Quotient aus dem durchschnittlichen Strombedarf einer WP nach Tab. C-12 und der Jahressumme der Temperaturmaßzahl.

Aus der Lastprofilchar wird nun für jede Stunde des Jahres die Kurve ermittelt, die der jeweiligen äquivalenten Tagesmitteltemperatur entspricht, um mit Hilfe der spezifischen elektrischen Arbeit als Entnormierungsfaktor

den Lastgang einer durchschnittlichen WP zu bestimmen. Dieser wird schließlich für jedes Stützjahr an Hand der kumulierten WP-Anzahl im Bestand nach Tab. C-12 skaliert.

Die in Tab. C-12 aufgeführten WP-Parameter stellen Mittelwerte aus Luft-, Wasser- und Erdwärmepumpen dar und beinhalten neben Haushalts-WP auch große WP des GHD-Sektors. Sie basieren auf dem Szenario 1 der „BWP Branchenstudie 2009“, das eine konservative Entwicklungsprognose des Bundesverbandes Wärmepumpe beschreibt und vom Leitszenario 2010* übernommen wurde. [40], 41].

Tab. C-12 Parameter für Wärmepumpen

			2008	2010	2020	2030	2040	2050
Anzahl WP	-		214.053	331.750	1.137.391	2.038.182	2.523.810	3.150.000
therm. Leistung	gesamt	MW _{th}	2.804	4.313	13.080	22.420	26.500	31.500
	pro WP	kW _{th}	13,1	13,0	11,5	11,0	10,5	10,0
elektr. Leistung	gesamt	MW _{el}	893	1.339	3.633	6.059	7.067	8.289
	pro WP	kW _{el}	4,2	4,0	3,2	3,0	2,8	2,6
Strombedarf	gesamt	GWh _{el} /a	1.928	2.612	6.903	11.210	13.073	15.336
	pro WP	kWh _{el} /a	9.009	7.873	6.069	5.500	5.180	4.868
mittlere JAZ	-		3,14	3,22	3,60	3,70	3,75	3,80

Quelle: hergeleitet aus [40]

Die Abb. C-26 zeigt als Ergebnis der Anwendung des VDN-Verfahrens den möglichen Verlauf der WP-Gesamtlast *ohne* Lastmanagement in einer Oktoberwoche des Jahres 2050.

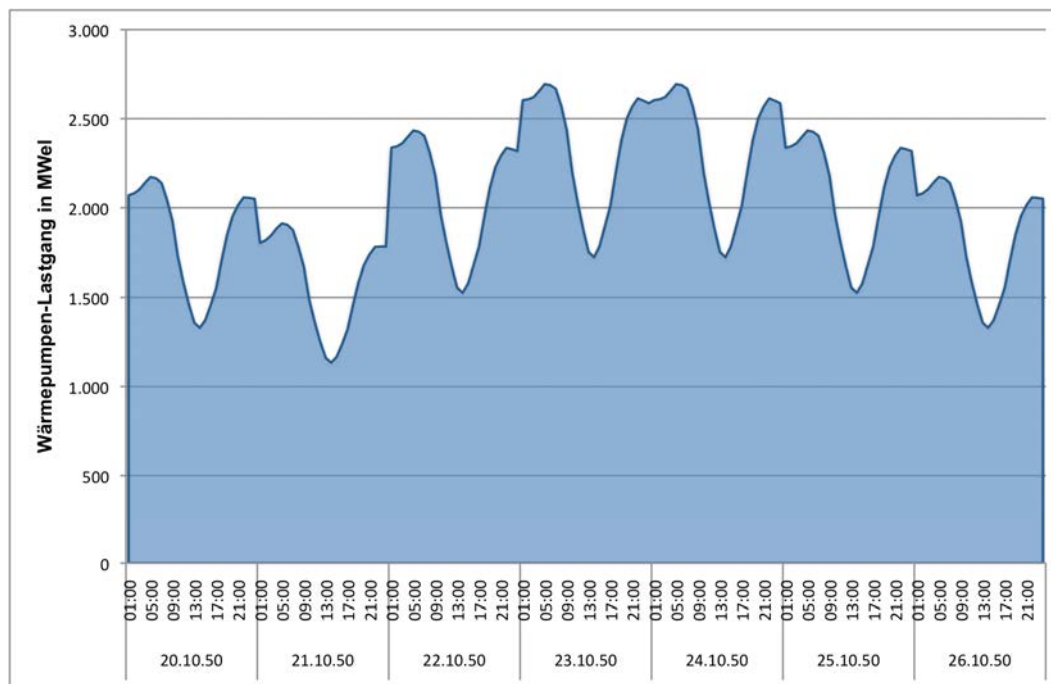


Abb. C-26 Wärmepumpen-Lastgang ohne Lastmanagement in der Woche vom 20. bis 26. Okt. 2050

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Parameter zum Wärmepumpen-Lastmanagement

Um Wärmepumpen als regelbare Last einsetzen zu können, werden thermische Speicherkonzepte benötigt, wofür hier zwei generelle Ansätze unterschieden werden:

1. **Aktive Speicher** in Form von (ohnehin vorhandenen, zusätzlichen oder vergrößerten) Speicherbehältern wie beispielsweise Heizungspuffer- bzw. Warmwasserspeicher (WW) als Heißwasser- oder Latentwärmespeicher¹⁶
2. **Passive Speicher** durch Nutzung der thermischen Trägheit der Gebäudemasse, die aber i.d.R. kein gezieltes (aktives) Einspeichern ermöglichen.

Die unterstellten technischen Parameter für die aktiven Speicher sind in der folgenden Tab. C-13 aufgeführt¹⁷.

Tab. C-13 Speicherkapazitäten für verschiedene Anwendungen und Temperaturspreizungen

		Bau- Volumen m ³	Nutzbarer Speicherinhalt m ³	T _{Vorlauf, mittel} °C	T _{Rücklauf, mittel} / T _{Kaltwasser} °C	ΔT K	Speicher- Kapazität kWh
Heiz.- Puffer	konv. Wärmeerzeuger	1	1	70	50	20	23,3
	WP (Niedertemp.)	1	1	35	28	7	8,1
	WP (Hochtemp.)	1	1	55	28	27	31,4
Latent	WP (Niedertemp.)	1	0,750	35	28	7	24,4
	WP (Hochtemp.)	1	0,750	55	28	27	94,3
WW	WP	0,300	0,225	50	12	38	10,0

Quellen: Eigene Annahmen und Berechnungen

Wie zu erkennen ist, sind bei effizienten WP-Systemen aufgrund ihrer niedrigen Vorlauftemperaturen mit konventionellen Speichern keine nennenswerten Speicherkapazitäten erzielbar (ca. 8 kWh in einem 1.000-Liter-Speicher). Abhilfe könnten hier (teure und gegenwärtig noch kaum verfügbare) Latentwärmespeicher schaffen (ca. 24 kWh) oder aber eine Strategie der (zeitweise) erhöhten Vorlauftemperatur unter Inkaufnahme einer geringeren WP-Effizienz (ca. 31 kWh).

WW-Speicher erreichen aufgrund ihrer hohen Temperaturspreizung grundsätzlich hohe Kapazitäten. Vorteilhaft ist außerdem, dass sie im Unterschied zu Heizungspufferspeichern ganzjährig betrieben werden. Im Falle einer - durchaus sinnvollen - solaren Einbindung stehen sie jedoch wiederum nur sehr eingeschränkt für Lastmanagement-Anwendungen zur Verfügung. Insgesamt ergibt die Abschätzung der nutzbaren Wärmekapazitäten in einem einen Kubikmeter großen Speicherbehälter eine Bandbreite von ca. 8 bis 90 kWh.

¹⁶ Letztere enthalten Speichermedien, die während des Ladens einen Phasenwechsel durchlaufen.

¹⁷ Vereinfachend wurde hier *ohne* (zusätzliche) Standby-Speicherverluste gerechnet. Dies erscheint angesichts des relativ geringen Temperaturniveaus (max. 55°C) sowie angesichts der häufig ohnehin bereits vorhandenen Speicherbehälter in erster Näherung als gerechtfertigt.

Tab. C-14 fasst die Vor- und Nachteile der Speichertechnologien bzw. -strategien zusammen und gibt eine Einschätzung der prinzipiellen Eignung.

Tab. C-14 Vor- und Nachteile verschiedener aktiver Speicherkonzepte

		Spezifische* Speicherkap. kWh/m ³	Vorteile	Nachteile
Heiz.- Puffer	konv. Wärmeerzeuger	23	-	-
	WP (Niedertemp.)	8	- keine Systemänderung erforderlich	- sehr kleines ΔT -> sehr geringe Kapazität
	WP (Hochtemp.)	31	- großes ΔT -> hohe Kapazität	- geringere WP-Effizienz (JAZ) - Mischventil erforderlich
Latent	WP (Niedertemp.)	24	- hohe spez. Kapazität - angepasste Schmelztemperatur möglich - keine Effizienzverluste (JAZ) - kaum Speicherverluste	- noch sehr teuer und kaum verfügbar
	WP (Hochtemp.)	94	- sehr hohe spez. und absolute Kapazität	- geringere WP-Effizienz (JAZ) - Mischventil erforderlich - noch sehr teuer und kaum verfügbar
WW	WP	33	- sehr großes ΔT -> hohe Kapazität - Speicher ganzjährig nutzbar	- geringere WP-Effizienz (JAZ) - keine vollständige Entladung möglich - Kombination mit Solar kontraproduktiv - bei großen Speichern erhöhte Legionellenproblematik

*Nutzbare Kapazität bezogen auf das Bauvolumen des Speichers:

- Latent: Abzug 1/4 ggü. Wasser wg. erhöhtem Bauaufwand (Wärmetauscher)

- WW: Abzug 1/4 wg. Brauchwasserreserve im oberen Bereitschaftsteil

Ungeeignet
Eingeschränkte Eignung
Prinzipiell gute Eignung

Für das Konzept der Nutzung der **Gebäudemasse als passiver Speicher** wurde die in Tab. C-15 dargestellte Abschätzung der thermischen **Kapazität** vorgenommen.

Tab. C-15: Überschlägige Berechnung der Wärmekapazitäten von Fußboden, Decke und Innenwänden einer 120m² großen Wohnung (Massivbau) mit Fußbodenheizung

beheizte Wohnfläche: 120 m ²				
davon im Mittel beheizt: 80 m ²				
	Fußboden (Estrich)	Innenwand (Ziegelmauer)	Decke (Beton)	
Dichte ρ kg/m ³	1.850	1.400	2.400	
spez. Wärmekapazität c_p kWh/kgK	0,00024	0,00023	0,000278	
Dicke d m	0,05	k.A.	0,160	
Volumen m ³	4	6	12,8	
max. zul. Temp.-Abkühlung ΔT K	5	1	1	
Kapazität kWh	8,9	1,9	8,5	Summe 19,3

Quelle: eigene Berechnungen basierend auf [42] und [43]

Die überschlägige Berechnung für eine 120 m² große Wohnung ergibt, dass bei einer angenommenen Abkühltoleranz von 5 Kelvin für den (beheizten) Fußboden sowie 1 K für die Decke bzw. Innenwände in der Summe rund 19 kWh Wärmekapazität zur Verfügung stehen.

Aus den zuvor angestellten Betrachtungen resultieren somit folgende Bandbreiten an potenziellen minimalen und maximalen Speicherkapazitäten für Pufferspeicher von ca. 8 bis 94 kWh, für die Gebäudemasse von ca. 2 bis 19 kWh und damit in Summe von ca. 10 bis

113 kWh. Dies führt zu den in der Tab. C-16 dargestellten überbrückbaren Zeiten für eine 120 m²-Wohnung mit unterschiedlichem energetischem Gebäudestandard.

Tab. C-16: Bandbreiten der überbrückbaren Zeiten in Stunden für unterschiedliche energetische Gebäudestandards (120 m²-Wohnung)

Geb.-Typ	Heizlast		Speicherkapazitäten					
	spezifisch W/m ²	absolut kW	Pufferspeicher		Gebäude		Speicher + Gebäude	
			min. h	max. h	min. h	max. h	min. h	max. h
Altbau	90	10,8	0,8	8,7	0,2	1,8	0,9	10,5
EnEV 2007 ¹⁸	40	4,8	1,7	19,6	0,4	4,0	2,1	23,7
Passivhaus	10	1,2	6,8	78,6	1,6	16,1	8,4	94,7

In einem **Altbau** könnten im ungünstigsten Fall demnach nur ca. eine Stunde bis maximal ca. 11 Stunden überbrückt werden¹⁹. In einem nach **EnEV-2007**-Standard errichteten Gebäude können hingegen bereits 2 bis 24 h und in einem **Passivhaus** sogar 8 bis 95 h überbrückt werden. Das Passivhaus bietet demnach zwar das mit Abstand größte Verschiebungspotenzial für WP-Lasten, allerdings beträgt die absolute WP-Leistung in dem hier betrachteten Fall nur rund 1,2 kW_{th}, so dass mit ca. 350 W_{el} nur eine relativ geringe regelbare Lastgröße zur Verfügung steht.

Ausgehend von den oben angestellten Betrachtungen wird deutlich, dass i.d.R. bereits heute allein durch passive Wärmespeicherung in der Gebäudemasse WP-Ausschaltzeiten von mehreren Stunden überbrückt werden können. In den nachfolgend ausgeführten Simulationsrechnungen wird daher für das Jahr 2020 mit zwei Stunden Lastverschiebungspotenzial gerechnet. Dieser Wert erhöht sich auf vier Stunden im Jahr 2050 unter der Annahme, dass bis dahin weitgehend im Passivhausstandard gebaut bzw. saniert wurde. Die angenommenen Potenziale zur Lastverschiebung durch die zusätzliche Nutzung aktiver Speicher fallen dagegen mit vier (2020) bzw. zehn (2050) Stunden noch deutlich größer aus (s. Tab. C-17 bzw. Abb. C-27). Zusätzlich wird angenommen, dass ab dem Jahr 2015 alle neu installierten und alle aus Altersgründen ersetzten Wärmepumpen am Lastmanagement teilnehmen, woraus die in Tab. C-17 dargestellten LM-Anteile im Zeitverlauf bei einer durchschnittlichen WP-Lebensdauer von 15 Jahren folgen.

Tab. C-17: Gewählte maximale Lastverschiebungszeiten und Marktdurchdringung für ein WP-Lastmanagement

¹⁸ Der EnEV 2007-Energiestandard wurde gewählt, da er für die Neubaupraxis der vergangenen acht Jahre, aber insbesondere auch für den sanierten Bestand als Anhaltspunkt dienen kann und somit eine gewisse Relevanz aufweist. Zudem ist bei diesem Standard - anders als bei der EnEV 2009 - noch eine ausreichend große Spreizung relativ zum Passivhaus-Standard gegeben.

¹⁹ Altbauten stellen aber in der Regel kein sinnvolles Einsatzfeld für Wärmepumpen dar.

Gewählte max. Lastverschiebung in h	2010	2020	2030	2050
in die Vergangenheit Pufferspeicher <i>vorher</i> füllen → WP ausschalten + alle Speicher nutzen	-	4	7	10
in die Zukunft → WP ausschalten + therm. Gebäudeträgheit nutzen	-	2	3	4
Marktdurchdringung Anteil der am Lastmanagement teilnehmenden WP in %	0	37,6	100	100

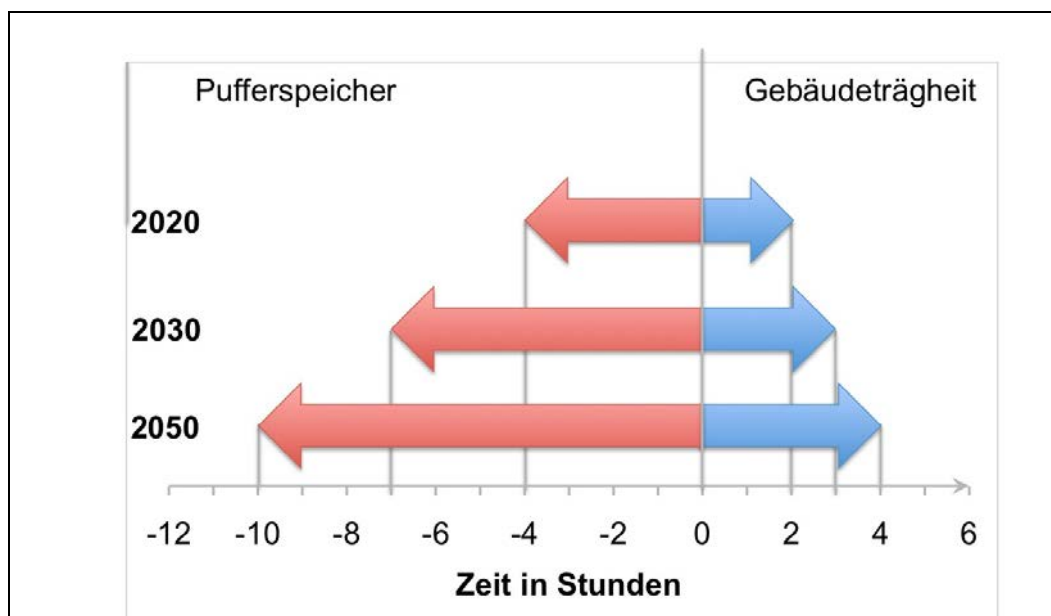


Abb. C-27 Volllaststunden des Pufferspeichers und „abschaltbare“ Zeit der Wärmepumpe in den jeweiligen Stützjahren

Residuallastberechnung nach Wärmepumpen-Lastmanagement

Um eine möglichst gleichmäßige Residuallast zu erhalten, geht das Modell von einer genauen Kenntnis der künftigen Residuallastwerte für die in Abb. C-27 aufgeführten Zeiten der möglichen Verschiebung aus. Der optimale Einsatz der WP zur Residuallastglättung wird durch die Lastverschiebung in Zeiten minimaler Residuallast erreicht. Der vom Modell zu überschauende Zeitrahmen ergibt sich durch Addition der Volllaststunden des Pufferspeichers mit der „abschaltbaren“ Zeit der Wärmepumpe. Zu jedem Zeitpunkt t entscheidet das Modell, zu welcher Stunde im Zeitraum ($t + \text{Volllaststunden Pufferspeicher} + \text{„abschaltbare“ Zeit}$) die in der Stunde ($t + \text{Volllaststunden Pufferspeicher}$) benötigte Leistung bereitgestellt werden soll. Vorgabe ist dabei, minimale Werte der Residuallast anzuheben ohne die verfügbare Leistung der Wärmepumpen zu überschreiten. Der Effekt einer solchen Steuerung ist beispielhaft in Abb. C-28 zu beobachten.

Demnach lässt sich durch den Lastmanagementsatz von Wärmepumpen die Jahresenergiebilanz der Residuallast im Jahr 2050 von 52,6 TWh positiver und 52,0 TWh negativer Lastdeckung (nach Lastmanagement mit E-Kfz, siehe Kapitel C.1.3.2) um insgesamt jeweils etwa 1 TWh absenken und anheben sowie vom Verlauf her vergleichmäßigen. Das Maximum der auftretenden Residuallast wird um 2 % gesenkt, das Minimum um 21 % angehoben.

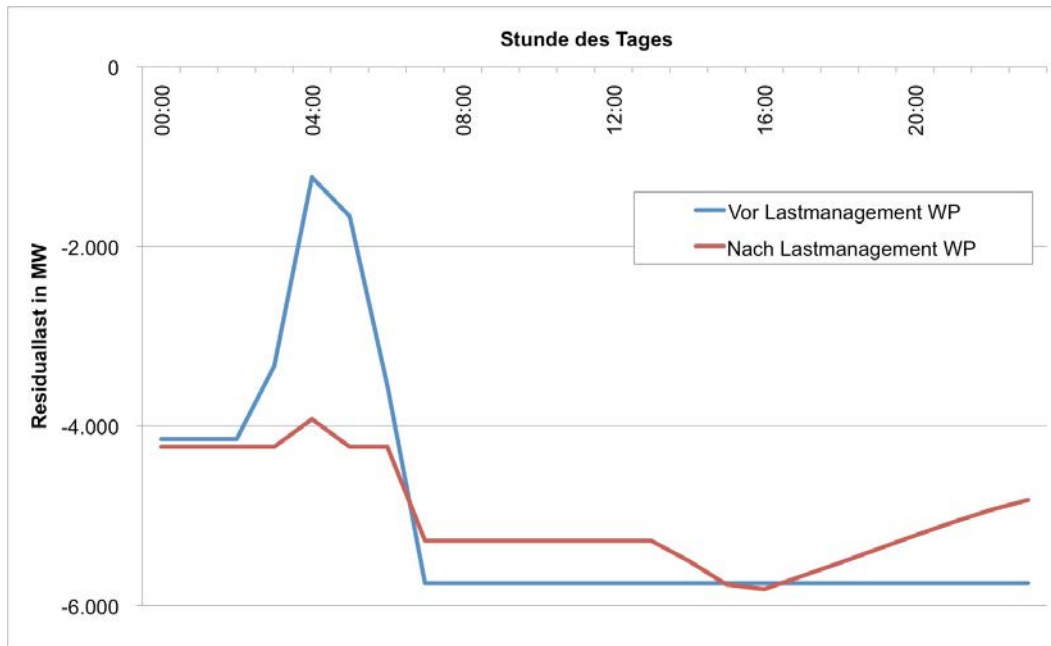


Abb. C-28 Effekt des Lastmanagement-Einsatzes von Wärmepumpen, 23.10.2050

Quelle: Eigene Darstellung

C.1.3.2 Elektroautos als steuerbare Lasten

Elektrofahrzeuge (E-Kfz) werden im Rahmen dieser Untersuchung in drei Kategorien eingeteilt:

1. Ein Teil der Nutzer lädt die Fahrzeugbatterien immer nach Ende der Fahrt bei Erreichen einer Ladestation. Dieser Anteil lädt unregelmäßig und nimmt nicht am Lastmanagement teil.
2. Die zweite Nutzergruppe stellt ihre Batteriekapazität zum Lastmanagement zu Verfügung: Dabei kann der Zeitpunkt der Energieeinspeisung in die Batterie unter Einhaltung bestimmten Rahmenbedingungen zentral gesteuert verschoben werden.
3. Eine dritte Gruppe erlaubt zusätzlich zum Lastmanagement den Zugriff auf zehn Prozent ihrer Speicherkapazität, die sowohl zum Ein- als auch zum Ausspeichern elektrischer Energie genutzt werden kann.

Im Folgenden wird zunächst auf die Grundlagen der Modellierung aller drei Nutzergruppen eingegangen, anschließend wird der Einsatz von E-Kfz im Lastmanagement (Nutzergruppe 2) beschrieben. Die Nutzung von E-Kfz als dezentrale Speicher (Nutzergruppe 3) wird in Kapitel C.1.3.5 behandelt. Die Tab. C-18 fasst die genutzten dynamischen Parameter zusammen.

Tab. C-18 Dynamische Parameter für E-Kfz

	2020	2030	2050
Anzahl E-Kfz in Mio.	1,4	4,8	15,3
Jahresfahrleistung pro Fahrzeug in km	13.063	12.928	12.881
Stromverbrauch auf 100 km in kWh	17,9	15,6	12,5
durchschnittliche Ladeleistung in kW	3	4	6
Kapazität der Batterie in kWh	25	25	25
Zykluswirkungsgrad der Li-Ion-Batterie in %	90	94	95
Verteilung der Nutzergruppen in %			
(1) kein Lastmanagement	40	30	20
(2) Teilnahme am Lastmanagement	50	50	50
(3) Lastmanagement & Speichernutzung	10	20	30

Quellen: [8], [44], eigene Annahmen

Zunächst werden drei Profile in stündlicher Auflösung erstellt: 1) Das Referenz-Ladeprofil für das unregulierte Laden der Nutzergruppe 1, 2) das Profil des Energiebedarfs der E-Kfz-Flotte über den Tag (Abb. C-29) und 3) die angeschlossene Leistung zu jeder Stunde²⁰ (Abb. C-30). Bei allen Profilen wird zwischen Werktag und Wochenende unterschieden. Sie basieren auf [44] und eigenen Annahmen.

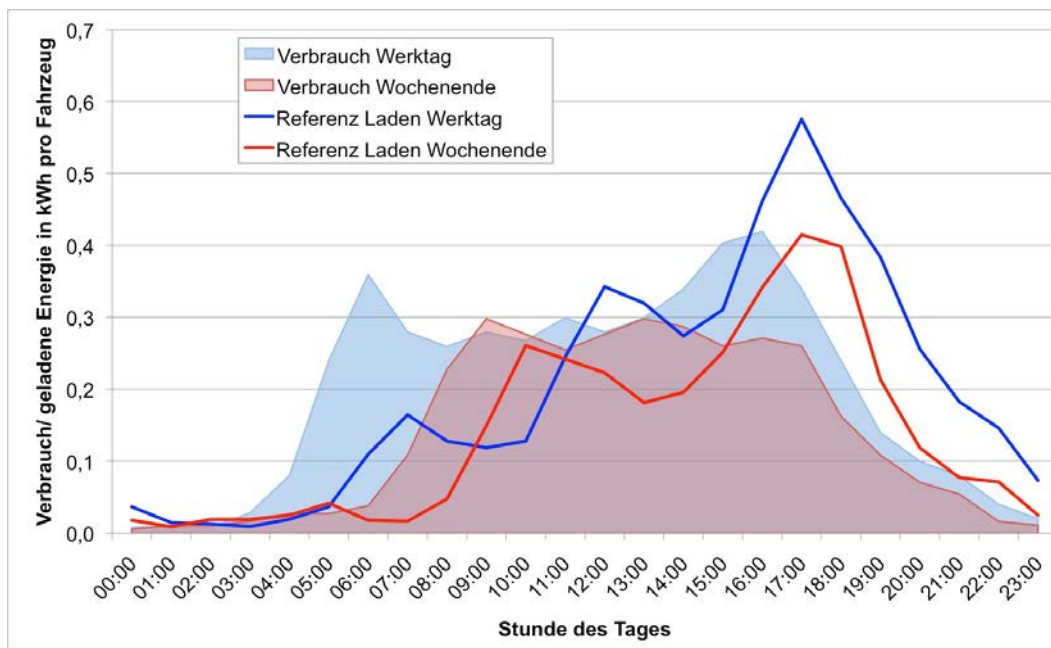


Abb. C-29 Energiebedarf und Referenz-Ladeprofil (Nutzergruppe 1) der E-Kfz für Werktag und Wochenende des Jahres 2050

Quelle: eigene Darstellung nach [44]

²⁰ Der Leistungsanstieg bei Werktagen ist eine Folge der Verbreitung von Schnellladestationen, die aber am Wochenende nicht/kaum genutzt werden. Daher ändert sich die Wochenende-Kurve in Abb. C-30 nicht.

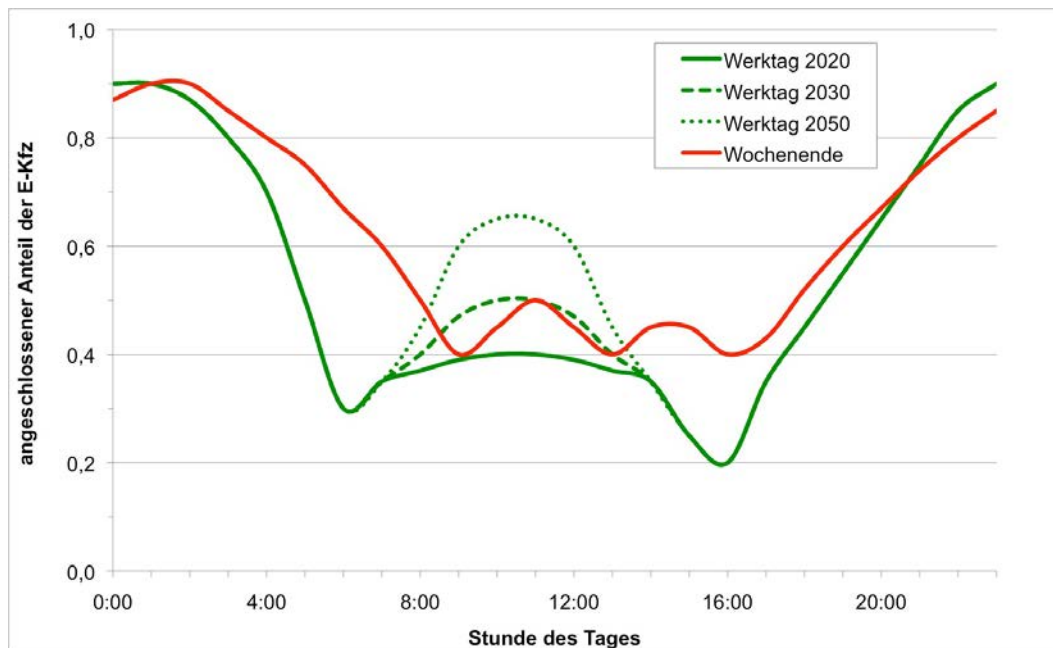


Abb. C-30 Angeschlossene Batterieleistung der E-Kfz in % für Werk- und Wochenendtage im Zeitverlauf

Quelle: eigene Darstellung

Diese Profile und die Jahresganglinie der Residuallast bilden die Eingangsgrößen für die Modellierung der E-Kfz als Lastmanagementoption. Dazu wird die Residuallast zunächst mit dem Referenz-Ladeprofil um die am Lastmanagement teilnehmenden Fahrzeuge bereinigt. Anschließend werden, für jede Stunde des Jahres, die Minima der Residuallast innerhalb des betrachteten Tages gesucht. Die E-Kfz werden so geladen, dass diese Minima gleichmäßig aufgefüllt werden, die Residuallast also an diesen Stellen angehoben wird. Dieser Schritt wird für alle Stunden des Jahres wiederholt.

Dabei müssen die aus den Profilen folgenden Randbedingungen eingehalten werden: Es kann zu jedem Zeitpunkt nur die angeschlossene Leistung genutzt werden, um maximal so viel Energie zu laden, wie bis zu diesem Zeitpunkt auch verfahren wurde.

Die Abb. C-31 zeigt den Effekt des E-Kfz-Lastmanagements auf die Residuallast am Beispiel eines Tages im Oktober 2050.

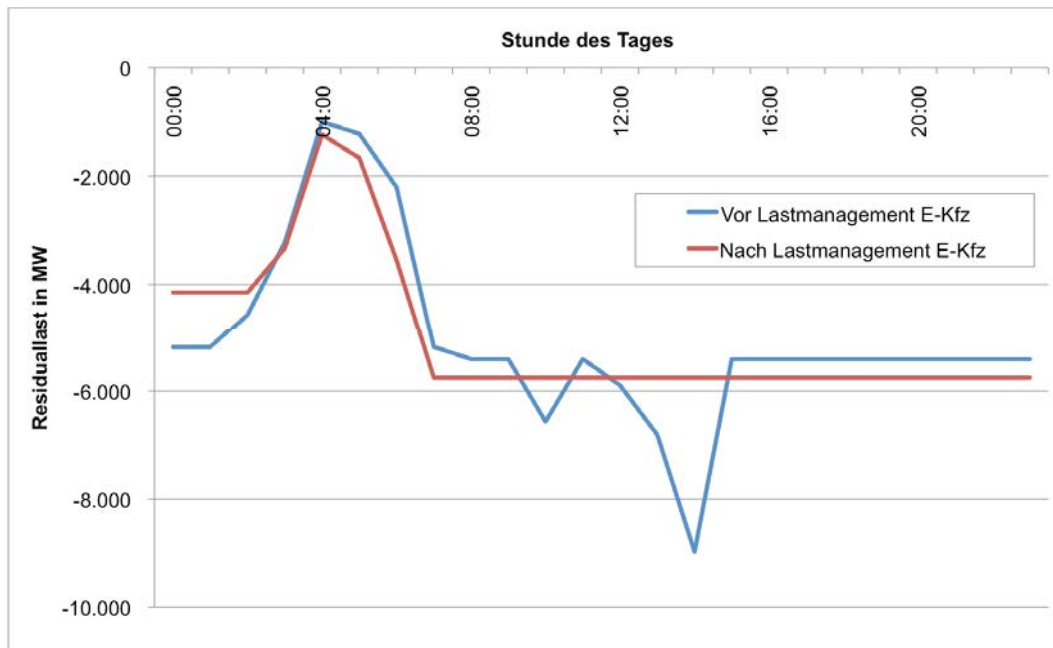


Abb. C-31 Effekt des Einsatzes von E-Kfz-Batterien im Lastmanagement, 23.10.2050

Quelle: eigene Darstellung

Durch den Lastmanagement-Einsatz von 80 % (Nutzergruppe 1 & 2 entsprechend Tab. C-18) aller E-Kfz lässt sich die Jahresenergiebilanz der Residuallast im Jahr 2050 von 54,3 TWh positiver und 53,7 TWh negativer Lastdeckung (nach intermittierendem Einsatz der Elektrolyseure, siehe Kapitel C.1.2.3) auf 52,6 TWh positiv und 52,0 TWh negativ vergleichmäßigen. Das Maximum der auftretenden Residuallast wird um 14 % gesenkt, das Minimum um 21 % angehoben.

Wenn nur ein Anteil von 40 % der Nutzer am Lastmanagement teilnimmt, wird die negative Spitzen-Residuallast nur um 16 % angehoben und die positive Spitzenlast nur um acht Prozent abgesenkt. Nehmen alle Fahrzeuge teil, lässt sich die negative Residuallast dagegen um maximal 23 % anheben, auf die positive Spitzenlast hat die größere Anzahl teilnehmender Fahrzeuge allerdings keinen zusätzlichen Effekt.

C.1.3.3 Batterien zur Steigerung der Eigenverbrauchsanteile von PV-Strom

Um den möglichen Integrationsbeitrag von vielen kleinen Batterien zu untersuchen, wird angenommen, dass ein Teil der Betreiber von PV-Anlagen im Rahmen des §33 EEG ihre Anlage zusätzlich um einen Batteriespeicher erweitern²¹. Als genutzte Technologie werden dafür ferner exklusive Lithium-Ionen-Speicher unterstellt. Die Skalierung der im Modell angenommenen Speicher orientiert sich an Pilotprojekten und ersten auf dem Markt verfügbaren PV-Speicher-Systemen. Tab. C-19 gibt eine Übersicht über einige dieser Speicherkonfigurationen.

²¹ Dabei ist zu beachten, dass mit einer solchen Entwicklung aus ökonomischen Gründen auf absehbare Zeit nicht zu rechnen ist.

Tab. C-19 Dimensionierungsbeispiele für Eigenverbrauchs-Batterien

Akteur	Leistung in kW	Kapazität in kWh	Volllaststunden
Sol-Ion	2-5	5 - 15	1 - 3
ausgewählt	2	10	5
IWES ¹⁾	100	307	3
SolarWorld ²⁾	4,6	6,9	1,5

1) Hier wird ein E-Kfz als Speicher benutzt;

2) Hier wird erst später auf Lithium-Ionen Speicher gesetzt.

Quellen: [45], [46], [47]

Die Batterieleistung muss der Peakleistung der angeschlossenen PV-Anlage entsprechen, da die Auslegung für Einzelhaushalte stattfindet, in denen Zeiträume ohne Verbraucherlast möglich sind. Die Speicherkapazität der Batterie wird zunächst mit zwei Volllaststunden und für die Jahre 2030 und 2050 mit drei Volllaststunden angenommen.

Es wird zudem davon ausgegangen, dass bis 2050 fünf Prozent der PV-Anlagen mit einem Speicher ausgerüstet sind (Variantenrechnung siehe unten). Der entsprechende Anteil an der Verbraucherlast, der aus der Energie dieser Anlagen gedeckt werden soll, wird berechnet, indem das Standard-Haushaltsprofil H0 [48] so skaliert wird, dass 3 MWh PV-Erzeugung 3,5 MWh Haushaltslast entsprechen. Dieses Verhältnis entspricht der durchschnittlichen Auslegung einer PV-Anlage [45]. Die Tab. C-20 zeigt die in der Modellierung verwendeten dynamischen Parameter.

Tab. C-20 Genutzte Parameter für Eigenverbrauchs-Batterien

	2020	2030	2050
Leistung PV & Batterie in kW	5	5	5
Batteriekapazität in kWh	10	15	15
Anteil PV-Anlagen mit Batterie in %	1,0	4,8	5,0
Batterieleistung gesamt in MW	500	3.000	3.250
Batteriekapazität gesamt in MWh	1.000	9.000	9.750
Zyklus-Wirkungsgrad der Batterien in %	90	94	95

Quelle: eigene Berechnungen und Annahmen

Die Speicher werden geladen, wenn die PV-Leistung die Haushaltslast übersteigt, und entladen, wenn die erzeugte Leistung unter die benötigte Leistung fällt, so dass die Kurve der Haushaltslast so lange wie möglich abgefahren werden kann. Ist der Speicher vollständig geladen, wird die Überschussleistung in das Elektrizitätsnetz eingespeist, bei leerem Speicher bezieht der Verbraucher Energie aus dem Netz.

Es findet weder eine Optimierung des Speichereinsatzes auf die Glättung der Residuallast statt, noch werden Prognosen zukünftiger Last- oder Einspeisesituationen einbezogen.

Die Erzeugung und insbesondere die Last einzelner Haushalte schwanken jeweils sehr stark. Im Modell werden jedoch alle beteiligten Haushalte und die entsprechende PV-Erzeugung gemeinsam betrachtet, so dass hier mit Standard-Lastprofilen gearbeitet werden kann.

Abb. C-32 zeigt die Auswirkung des Speichereinsatzes auf den Anteil der Anlagen mit Speicher anhand einer Beispielwoche im Oktober des Jahres 2050. Die Haushaltslast kann in dieser Herbstwoche vollständig gedeckt werden. An den meisten Tagen ist der Speicher zur Mittagszeit bereits vollständig geladen, so dass die überschüssige Leistung ins Netz gespeist

wird. Dies geschieht schlagartig, so dass es zu hohen Gradienten in der Netzeinspeisung kommt.

Durch die Eigenverbrauchs-Speicher in dieser Dimensionierung und Einsatzstrategie lässt sich die Jahresenergiebilanz der Residuallast im Jahr 2050 von 70,8 TWh positiver und 70,8 TWh negativer Lastdeckung (ohne andere vergleichmäßigende Maßnahmen) auf 70,5 TWh positiver und 70,5 TWh negativer Residuallast vergleichmäßigen.

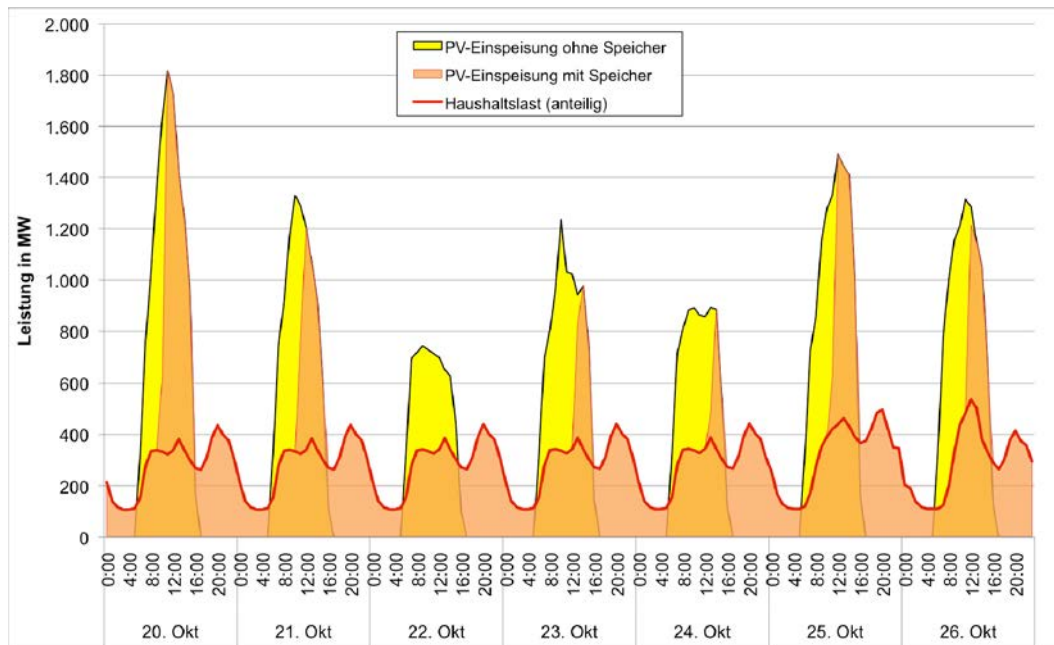


Abb. C-32 Auswirkung der Pufferung für den Eigenverbrauch auf die Einspeisung des Anteils der PV-Anlagen mit Speicher, Woche 20. bis 26. Okt. 2050

Quelle: eigene Darstellung

Die beiden folgenden Abbildungen Abb. C-33 und Abb. C-34 verdeutlichen, welchen Effekt verschiedene Annahmen (5 und 50% bzgl. PV-Anlagen) zum Mengengerüst von PV-Batterien haben. Demnach zeigt sich zwar, dass die Haushaltslastkurve gut abgefahren werden kann, wenn der Anteil der Anlagen von 5 auf 50 % verzehnfacht wird. Dennoch behält die gesamte Einspeisung aus PV-Anlagen ihre prägende Charakteristik bei, d.h. in der Mittagszeit werden weiterhin große Überschussleistungen generiert, die starke Schwankungen der Residuallast zur Folge haben.

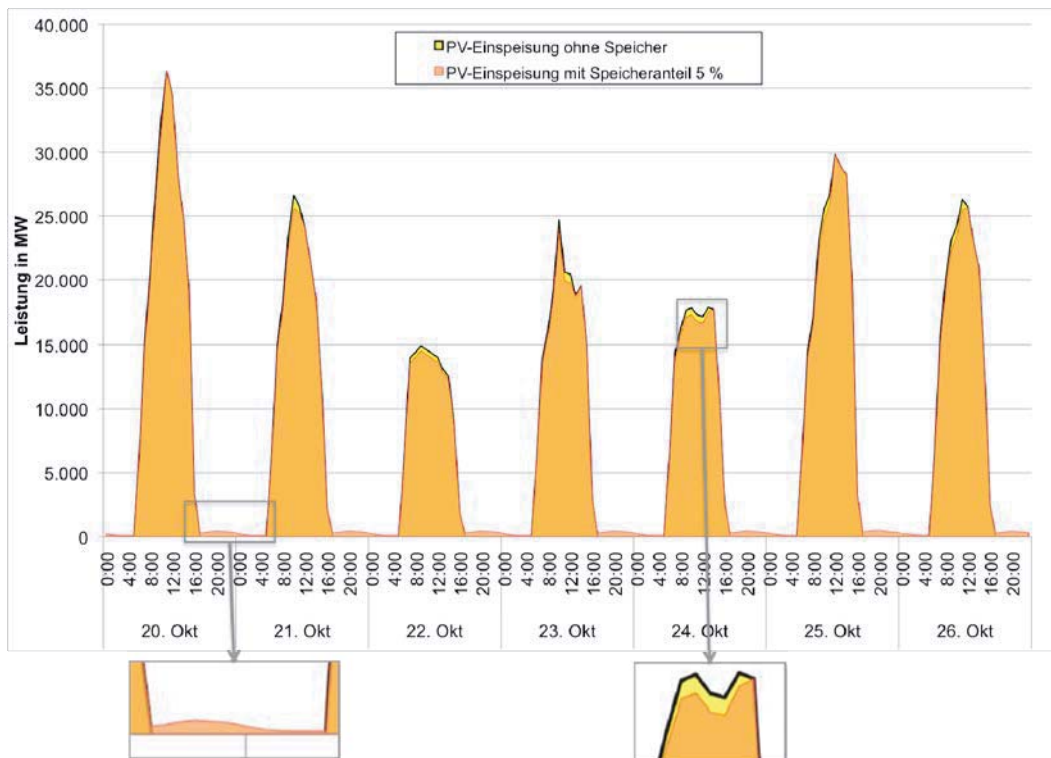


Abb. C-33 Auswirkung eines Eigenverbrauchsanteils von 5 % auf die gesamte PV-Einspeisung, 20.10.-26.10.2050

Quelle: eigene Darstellung

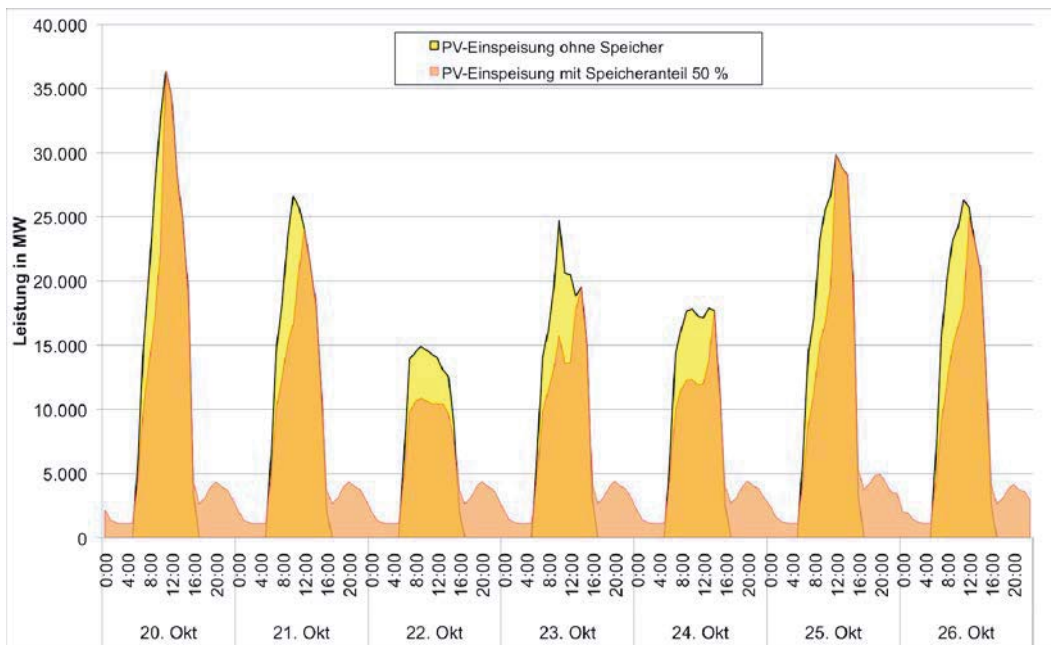


Abb. C-34 Auswirkung eines Eigenverbrauchsanteils von 50 % auf die gesamte PV-Einspeisung, 20.10.-26.10.2050

Quelle: eigene Darstellung

Dies geschieht, da die Speicherkapazitäten nicht groß genug sind, um die gesamte Erzeugung in der Mittagsspitze aufzunehmen. Für den Haushaltsbereich ist jedoch eine größere Auslegung der Kapazität nicht sinnvoll, da bereits durch das vorhandene Speichervolumen die Nachfrage zu einem großen Teil gedeckt werden kann. Eine Alternative bietet sich in

Form von Redox-Batterien: Hier lässt sich die Kapazität günstig erweitern. Allerdings sind diese Batterien nicht für den Einsatz im Haushalt geeignet. Sie könnten aufgrund ihrer Mindestgröße beispielsweise in der Ortsnetzstation, also am Übergang zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetz, installiert werden, um dort die PV-Überschüsse des gesamten Versorgungsbereichs aufzunehmen.

Doch auch hier ergibt sich ein Problem in der Speicherauslegung: Um die PV-Energie über das Jahr vollständig nutzen zu können, muss ein saisonaler Ausgleich stattfinden. Der Speicher muss also im Sommer aufladen und kann nur kleine Teile der Ladung für die Deckung der Nachfrage in der Nacht ausspeichern. Die übrige überschüssige Energie müsste dann bis in den Winter hinein gespeichert werden, wenn die Erzeugung des Tages die Tages-Nachfrage nicht mehr decken kann. Ein dementsprechend ausgelegter Speicher würde jedoch nur eine geringe Anzahl von Vollzyklen im Jahr erreichen, so dass die Kosten pro gespeicherter Energieeinheit spezifisch hoch sind.

C.1.3.4 Dezentrale Batterien als netzgeregelte Stromspeicher

In dem vorhandenen Modell werden alle dezentralen Speicher zentral gesteuert. Dezentrale Speicher werden hier als verteilte Speicher angenommen, welche auf Mittelspannungsniveau einspeisen. Einzig die Nutzung der Speicherpotenziale der E-Kfz ist nicht am Mittelspannungsnetz angeschlossen, diese werden an das Niederspannungsnetz angeschlossen und dort genutzt.

Es wird angenommen, dass der zukünftige Verlauf der Residuallast für die nächsten 12 Stunden bekannt ist. Signale zum Be- oder Entladen der Batterien werden dynamisch aus zukünftigen und vergangenen Werten der Residuallast sowie dem aktuellen Füllstand der dezentralen Speicher generiert. Ziel dieser Einsatzstrategie ist es, Residuallastschwankungen abzufangen, die über ein dynamisch definiertes Band hinausgehen.

Mit einer solchen Strategie ist es möglich, realistische Zyklenzahlen und eine gute Glättung der Residuallastkurve zu erreichen. Bei der Analyse des modellierten Speichereinsatzes wird ferner deutlich, dass der verstärkte Einsatz des Lastmanagements in späteren Stützjahren die Zyklenzahl der dezentralen Speicher reduziert. Eine über alle Technologien²² gemittelte Vollzyklenanzahl von über 300 im Stützjahr 2020 sinkt auf etwa 80 im Stützjahr 2050.

Dezentrale Speicher werden in dem Modell als Blei-Säure und als Redox-Flow-Batterien angenommen. Ihre Leistungen, Kapazitäten und Wirkungsgrade sind in Tab. C-21 und Tab. C-22 dokumentiert.

Tab. C-21 Dynamische technische Parameter der Blei-Säure-Batterien

Blei-Säure Batterie	2008	2010	2020	2030	2050
Installierte Leistung in MW	-	-	100	200	250
Installierte Speicherkapazität in MWh	-	-	700	1.400	1.750
Wirkungsgrad des Gesamtzyklus in %	-	-	85	85	85

Quelle: [49] und eigene Annahmen

²² einschließlich der Speicheroption in E-KFZ

Tab. C-22 Dynamische technische Parameter der Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow Batterie	2008	2010	2020	2030	2050
Installierte Leistung in MW	-	-	400	2.800	3.000
Installierte Speicherkapazität in MWh	-	-	4.000	28.000	30.000
Wirkungsgrad des Gesamtzyklus in %	-	-	80	85	85

Quelle: [49] und eigene Annahmen

Die Einsatzstrategie sieht vor, zuerst die Blei-Säure Batterien, dann die Redox-Flow Batterien und schließlich die am Speichermanagement teilnehmenden Elektrofahrzeuge in Anspruch zu nehmen. Diese Reihenfolge (Merit-Order) spiegelt die betriebsgebundenen Einsatzkosten der einzelnen Technologien wieder.

C.1.3.5 Elektroautos als netzgeregelte dezentrale Stromspeicher

In dem betrachteten Modell wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Nutzer von E-Kfz seine Fahrzeugbatterie nicht nur zum Lastmanagement, sondern auch zur Speicherbewirtschaftung zur Verfügung stellen wird. Es wird die Annahme getroffen, dass zehn Prozent der Batteriekapazität dieser Fahrzeuge zentral angesteuert geladen bzw. entladen werden kann.

Diese Speicherkapazität wird genutzt, um wie in Kapitel C.1.3.4 beschrieben die Residuallast zu glätten, indem Minima angehoben und Maxima abgesenkt werden. Dabei ist der Speichereinsatz der E-Kfz jedoch mehr Restriktionen unterworfen als derjenige anderer dezentraler Batterien. So kann nur die Ladeleistung desjenigen Anteils an E-Kfz genutzt werden, der erstens am Speichermanagement teilnimmt, zweitens gerade angeschlossen ist (siehe dazu das Profil der angeschlossenen Leistung, Abb. C-29 und Abb. C-30, in Kapitel C.1.3.2), und drittens nicht zur selben Zeit für Lastmanagement-Maßnahmen benötigt wird.

Die erhöhte Zyklenzahl gegenüber E-Kfz-Speichern, die nicht ins Netz einspeisen, lässt die Batterien schneller altern. Da dem Fahrzeughalter eine Kompensation für den damit einhergehenden Wertverlust der Batterie gezahlt und außerdem ein finanzieller Anreiz für die Teilnahme am Speichermanagement geboten werden muss, sind E-Kfz die teuerste hier betrachtete Speicheroption. Sie wird daher erst eingesetzt, wenn die Leistung oder der Füllstand der anderen dezentralen Speicher bereits voll ausgeschöpft sind.

Der Speichereinsatz der E-Kfz wird unter Berücksichtigung der Einsatzreihenfolge mit Redox- und Blei-Säure-Batterien in einem gemeinsamen Modell berechnet. Deshalb beziehen sich die folgenden Abbildungen und Angaben jeweils auf den durch diese dezentralen Speicher gemeinsam erreichten Effekt.

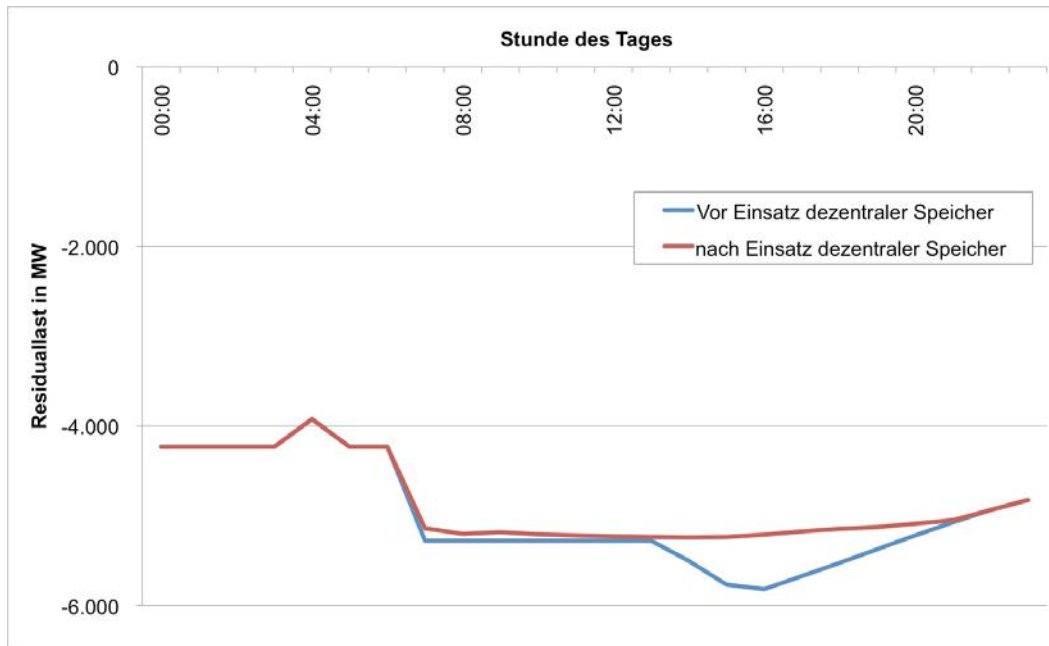


Abb. C-35 Effekt des Einsatzes dezentraler Speicher, 23.10.2050

Quelle: eigene Darstellung

Abb. C-35 zeigt den Einfluss des Speichereinsatzes am Beispiel des 23.10.2050. Durch den Einsatz dezentraler Stromspeicher (Redox- und Blei-Säure-Batterien, siehe C.1.3.4, und E-Kfz im Speichereinsatz) lässt sich die Jahresenergiebilanz der Residuallast im Jahr 2050 von 51,7 TWh positiver und 51,0 TWh negativer Lastdeckung (nach Lastmanagement-Einsatz der Wärmepumpen, siehe Kapitel C.1.3.1) auf 50,4 TWh positiver und 50,1 TWh negativer Residuallast vergleichmäßigen. Variationen der Anteile der Nutzergruppen (Aufteilung 0%, 60%, 40% und 60%, 30%, 10%) zeigen nur geringe Auswirkung auf die Bilanz der Residuallast (Verbesserung im Bereich -1% bis 1 %).

C.1.3.6 Entwicklung der residualen Last und ihre Bedeutung für die Systemintegration in der Integrationsvariante

Die Ganglinie der Residuallast kann im Jahr 2050 – wie zuvor dargestellt – durch den Einsatz zusätzlicher dezentraler steuerbarer Lasten sowie dezentraler Stromspeicher im Stunden- bis Tagesbereich deutlich geglättet werden. Der Umfang der negativen Residuallast bzw. der EE-Überschüsse kann dadurch im Vergleich zur Basisvariante (mit Einsatz intermittierender Elektrolyseure, ohne sonstige Lastglättungsmaßnahmen) dennoch nur moderat – um etwa 4 TWh oder 8 % in 2050 – reduziert werden. Den weitaus größten Beitrag zur Glättung der Ganglinie und zum Ausgleich der Residuallast hat bereits das Lastmanagement mittels intermittierender Elektrolyseure geleistet (siehe Abb. C-36).

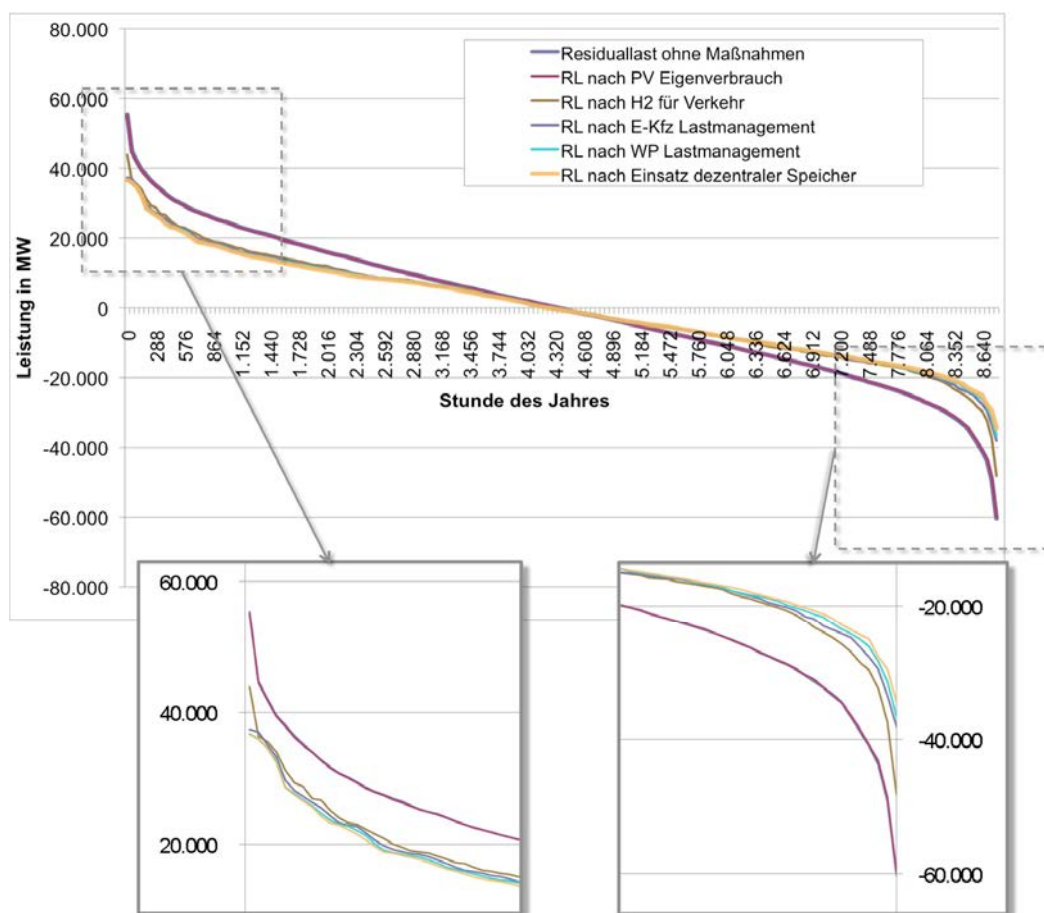


Abb. C-36 Auswirkung der verschiedenen zusätzlichen Integrationsmaßnahmen auf die Jahresdauerlinie der Residuallast für das Jahr 2050

Quelle: eigene Darstellung

Ein stärkerer Einfluss der zusätzlichen Maßnahmen ist dagegen bei der Absenkung der positiven (-7,2 GW) und negativen (+13,2 GW) residualen Spitzenlast zu verzeichnen (siehe Abb. C-36). Dazu tragen die Elektroautos als steuerbare Lasten am meisten bei, während Wärmepumpen und dezentrale Speicher diesbezüglich nur noch eine geringe Wirkung entfalten. Der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken²³ kann durch den Einsatz aller Lastglättungsmaßnahmen im Vergleich zur Basisvariante insgesamt um 5,7 GW (-22 %) abgesenkt werden.

Der Einsatz von kleinen Batterien zur Optimierung des Eigenverbrauchsanteils von PV-Anlagen im Haushaltssektor hat dagegen aus Systemsicht²⁴ insgesamt nur eine vernachlässigbar geringe bzw. die kleinste Wirkung. Daran ändert sich auch dann wenig, wenn ein wesentlich größerer Marktanteil (50 % statt 5 %) dieser PV-Batterien unterstellt wird (siehe Kapitel C.1.3.3). Dezentrale Speicher mit größerer Kapazität, die stattdessen „zentral“ im Verteilnetz installiert und mit einer anderen, übergeordneten Betriebsstrategie geführt werden, zeigen eine bessere Wirkung als die PV-Batterien (siehe Kapitel C.1.3.4).

²³ Spitzenlast wird hier definiert über eine Auslastung von 1.000 Stunden pro Jahr.

²⁴ Aus Sicht eines Teilsystems wie kommunalen Verteilnetzen und Versorgungsgebieten kann die Wirkung dagegen unter Umständen auch relevant und sinnvoll sein. Eine solche differenzierte Bewertung ist aber im Rahmen dieses Vorhabens nicht vorgesehen.

C.1.4 Herausforderungen, Anforderungen und Empfehlungen für die Systemintegration von Erneuerbaren Energien

Die folgenden Herausforderungen sowie daraus resultierende Anforderungen und Empfehlungen basieren auf den eigenen Modellrechnungen zur Einspeisung von EE-Strom, Stromnachfrage sowie resultierenden Residuallast in stündlicher Auflösung (siehe Kapitel C.1.2 und C.1.3) zum Leitszenario 2010*. Sie stellen den gegenwärtigen Stand der laufenden Untersuchung dar und sind daher noch als vorläufig anzusehen.

C.1.4.1 Erneuerbare Energien

Die fluktuierenden Erneuerbare Energien Windkraft und Photovoltaik werden nach dem Leitszenario 2010* im Jahr 2050 zusammen etwa 79 % der installierten EE-Leistung und 63 % des tatsächlich erzeugten und vorrangig einzuspeisenden EE-Stroms stellen [8]. Die dahinter liegende Entwicklung wird etwa ab dem Jahr 2020 nach den zuvor dargestellten Modellergebnissen zunehmend zu Situationen führen, in denen es ohne eine parallel stattfindende, adäquate und rechtzeitige Anpassung (Transformation) des Gesamtsystems zur Abregelung von Erneuerbare Energien Anlagen und/oder zu systemkritischen Zuständen kommen wird. Als zentrale Herausforderung wird daher gesehen, dass eine Strategie für eine nachhaltige Synchronisation von EE-Ausbau und Systemtransformation entwickelt wird. Diese Herausforderung stellt den leitenden Grundgedanken für die nachfolgenden Ableitungen von Anforderungen und Empfehlungen an die verschiedenen Teile des Stromsystems dar. Vor diesem Hintergrund werden für die Erneuerbaren Energien und ihre Rolle für die o.g. Synchronisation der Systemtransformation folgende Grundsatzempfehlungen aufgestellt (siehe Tab. C-23).

Tab. C-23: Empfehlungen zu Erneuerbare Energien – innerhalb und außerhalb des EEG

Innerhalb des EEG
<ul style="list-style-type: none"> • Prüfen, inwieweit die Einführung der Vergütungsregeln für die Nutzung von PV-Strom für den Eigenverbrauch tatsächlich zur Netzentlastung beitragen, da die eigenen Berechnungen hierfür selbst unter Einsatz von Batterien aus Gesamtsystemsicht zu keiner signifikanten Wirkung führen. • Daher wird zumindest bis zur Überprüfung empfohlen, die bestehenden Regelungen zum Eigenverbrauch von PV-Strom nicht auf den Einsatz von Speichern zu erweitern oder anderweitig auszuweiten.
Außerhalb des EEG
<ul style="list-style-type: none"> • Einführung eines Monitoring- und Evaluierungsprogrammes („Einspeisemanagementregister“) für die Durchführung von Einspeisemanagement nach EnWG und EEG, welches sowohl die Abregelung von EE-Anlagen als auch von konventionellen Kraftwerken regional differenziert und möglichst vollständig erfasst und öffentlich zugänglich macht. • Verpflichtung der (Übertragungs-)Netzbetreiber zur regional differenzierten Prognose (+1a, +5a, +10a) hinsichtlich des vorzunehmenden Einspeisemanagements von EE-Anlagen in ihrem Netzgebiet auf der Basis verschiedener Wetterjahre (z.B. ein windstarkes und -schwaches Jahr) als Basis für die Erstellung von Prioritätenplänen zum Netzausbau sowie ggf. zur temporären Zubausteuerung des EE-Ausbaues. • Durchführung von Forschungsvorhaben zur Ermittlung von robusten Systemtransformationspfaden für unterschiedliche Entwicklungspfade von Erneuerbaren Energien und konventionellem Kraftwerkspark

C.1.4.2 Konventionelle Kraftwerke

Der heutige konventionelle Kraftwerkspark passt immer weniger zu den künftigen Herausforderungen, die aus dem politisch angestrebten Ausbau von EE-Kraftwerken resultieren. Zum Beispiel wird trotz kontinuierlich steigendem Bedarf an Spitzenlast-Kraftwerken, ihre Auslastung zumindest zwischenzeitlich so stark sinken, dass sie ihre Wirtschaftlichkeit voraussichtlich nicht mehr allein über den Strompreis – zumindest nicht den an den Strombörsen, ggf. jedoch mit den Preisen in Regelenergiemärkten – realisieren können. In diesem Zusammenhang dürfte es auch an ausreichenden ökonomischen Anreizen für den benötigten Neubau von Spitzenlastkraftwerken fehlen. Ferner nehmen die Schwankungen der noch durch konventionelle Kraftwerke zu deckenden Residuallast im Zeitverlauf deutlich zu. Dies wird eine grundsätzlich flexiblere Betriebsweise der Kraftwerke als heute erfordern.

Bezogen auf die konventionellen Kraftwerke werden daher die in Tab. C-24 dargestellten Empfehlungen gegeben.

Tab. C-24: Empfehlungen zu konventionellen Kraftwerken – innerhalb und außerhalb des EEG

Innerhalb des EEG
<ul style="list-style-type: none"> • Keine
Außerhalb des EEG
<ul style="list-style-type: none"> • Prüfen, inwieweit Bedarf an zusätzlichen Anreizsystemen (z.B. Kapazitäts- oder Marktpremien) für den erforderlichen Bau von Spitzenlastkraftwerken, die vorrangig für eine optimale Integration von EE-Strom eingesetzt werden, besteht, da sie künftig allein über die erzeugten Energiemengen nicht wirtschaftlich betrieben werden können. • Neue Anforderungen an alle neuen Kraftwerke zu Gunsten einer aus EE-Integrationssicht ausreichend schnellen Regelbarkeit ermitteln und etablieren. • Prüfen, inwieweit diese oder vergleichbare Anforderungen auch auf bestehende Kraftwerke angewandt werden dürfen und können. • Prüfen, inwieweit eine Verpflichtung zum Nachweis der jeweiligen Schnellregelbarkeit von deutschen Kernkraftwerken inklusive einschlägiger Sicherheitsanalyse eingeführt werden kann.

C.1.4.3 Stromnetz

Das Stromnetz gehört nicht zum verwendeten Modell und konnte daher im Rahmen dieser Untersuchung nicht vertieft analysiert werden. Trotzdem lassen sich aufgrund der Ergebnisse zur Residuallast zusammen mit Informationen zum Netz auch Einschätzungen zur Bedeutung bestimmter Netzaspekte geben. Im Fokus steht dabei die Frage, inwieweit die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten ausreichen, um die auftretenden EE-Überschüsse exportieren zu können. Dies ist nur über elektrische Grenzkuppelstellen zu Nachbarländern möglich, deren maximale Übertragungskapazität nach ENTSO-E²⁵ mit der NTC²⁶-Kennzahl beschrieben und veröffentlicht wird.

Die Summe aller NTC-Werte²⁷ für Deutschlands Grenzkuppelstellen liegt aktuell (Stand Winter 2009/2010) bei etwa 14,5 GW und damit um 4,9 GW höher als 10 Jahre zuvor [50]. Wird diese Ausbaurate fortgeschrieben, dann liegt der Summenwert im Jahr 2030 bei rd. 25 GW und im Jahr 2050 bei rd. 34 GW. Zum Vergleich: Die negative residuale Spitzenlast wird ca. 40 GW im Jahr 2030 und 35 GW (mit integrativen Maßnahmen) oder 60 GW (ohne Maßnahmen) im Jahr 2050 betragen. Bezogen auf die vereinfacht abgeleitete theoretische Gesamtübertragungskapazität im Jahr 2030 würde die EE-Überschussleistung diese an mindestens 1040 h/a (mit integrativen Maßnahmen) bis 1340 h/a (ohne integrative Maßnahmen) übersteigen.

Diese Situation wird durch eine Korrelation der Einspeiseleistung aus beispielsweise Windenergie in Deutschland und seinen Nachbarländern noch verschärft. Bei starkem Ausbau der Offshore-Windenergie in ganz Europa wird nicht nur Deutschland in windstarken Stunden vor dem

²⁵ European Network of Transmission System Operators for Electricity

²⁶ Net Transfer Capacity

²⁷ Dabei ist zu beachten, dass die Summe dieser Werte nur theoretisch die gesamte maximale Übertragungskapazität in Nachbarländer beschreibt, da die realen Stromflüsse im vermaschten Netz komplexere Belastungszustände erzeugen. Die reale situationsbedingte Übertragungskapazität weicht daher zwar vom jeweiligen NTC-Wert unterschiedlich stark ab, aber immer nur deutlich nach unten. Die Summe aller NTC-Werte ist aus diesem Grund geeignet, um ein theoretisches Maximum der exportierbaren Leistung zu bestimmen.

Problem eines Leistungsüberangebots stehen. Nachbarländer sind dann aus systemtechnischen Sicherheitsbedenken evtl. gar nicht in der Lage, überschüssigen Strom aufzunehmen.

Der Stromexport wird daher aus heutiger Sicht nur wenig zur Reduzierung negativer Residuallasten beitragen können. Auch der sich aktuell in Planung befindliche Ausbau der Grenzkuppelstellen (TYNDP²⁸ der ENTSO-E) wird daran mittelfristig wenig ändern. Es ist daher wahrscheinlich, dass der Leistungsexport nur einen Anteil aber nicht die Hauptrolle an der Bewältigung negativer Residuallasten spielen kann. Vor diesem Hintergrund sind die auf das Stromnetz bezogenen Empfehlungen in der Tab. C-26 zu sehen.

Tab. C-25: Empfehlungen zum Stromnetz – innerhalb und außerhalb des EEG

Innerhalb des EEG
<ul style="list-style-type: none"> • Keine
Außerhalb des EEG
<ul style="list-style-type: none"> • Vorrang für die nationale Optimierung, Verstärkung und den Ausbau des Stromnetzes auf allen Ebenen vor dem Ausbau von Grenzkuppelstellen • Vorrang für den Einsatz bestehender Technik vor der Einführung von bzw. das Warten auf Innovationen, um nicht wertvolle Zeit zu verlieren.

C.1.4.4 Lastmanagement

Die untersuchten dezentralen steuerbaren Lasten (Wärmepumpen, Elektroautos, Elektrolyseure) können einen relevanten Beitrag zur Glättung der Residuallast und Absenkung der residualen Spitzenlasten leisten. Dies gilt allerdings nur, wenn – wie unterstellt – hohe Anteile (z.B. 50 % der Elektroautos, 100 % der Wärmepumpen) der Lasten tatsächlich zum Lastmanagement genutzt werden können. Hierfür ist zum einen zusätzlicher technischer Aufwand (z.B. adäquate Informations- und Kommunikationstechnik) erforderlich sowie zum anderen eine hohe Nutzerakzeptanz entscheidend. Ferner hängen die erzielbaren Integrations-Potenziale empfindlich von der Systemauslegung (z.B. Speichergröße) und den nutzertechnischen Randbedingungen ab. Hier bestehen systemtechnische Konkurrenzen mit dem „eigentlichen“ Nutzungszweck im Wärme- und Verkehrssektor, die sowohl zu berücksichtigen als auch zu überwinden sind. Ein wichtiges Entkopplungsinstrument dafür ist die Nutzung ausreichend großer (Puffer-)Speicher.

Um den Einsatz von dezentralen steuerbaren Lasten zur nachfrage-seitigen Integration von EE-Strom vorzubereiten und mittelfristig realisieren zu können, werden die in der Tab. C-26 zusammengefasst Empfehlungen gegeben.

²⁸ Ten-Year Network Development Plan

Tab. C-26: Empfehlungen zum integrativen Lastmanagement – innerhalb und außerhalb des EEG

Innerhalb des EEG
<ul style="list-style-type: none"> • Erweiterung von § 64 Verordnungsermächtigung (1) 6. um einen Aspekt c), der nachfrageseitige Maßnahmen (Lastmanagement) zur Verbesserung der Integration von EE-Strom (Glättung der Residuallast) adressiert. Zum Anwendungsbereich sollten explizit in diesem Sinne steuerbare Wärmepumpen und Elektroautos im Rahmen von Feldversuchen (s.u.) benannt werden. Hierfür könnten technische Anforderungen erstellt sowie ggf. finanzielle Anreize inkl. deren Anspruchsvoraussetzungen definiert werden.
Außerhalb des EEG
<ul style="list-style-type: none"> • Konzeptionierung, Durchführung und Evaluierung von Feldversuchen für den breiten Einsatz von Wärmepumpen zur besseren Integration von EE-Strom durch Glättung der Residuallast in Netzgebieten mit jeweils hoher Stromeinspeisung von Wind- und/oder PV-Strom. Ziele: Ermittlung von Leitlinien und Orientierungswerten für optimale Auslegung und Betriebsstrategie, realisierbarem Integrationsbeitrag und Ansatzpunkten für effiziente und effektive Fördermaßnahmen. • Erstellung und Fortschreibung einer Roadmap für die Markteinführung und Verbreitung von Elektrolyseuren und Elektroautos als steuerbare Lasten mit sehr hohem Integrationspotenzial für fluktuierenden EE-Strom. Diese sollte auch die notwendigen technischen Anforderungen, geeignete Anreizsysteme und ihre zugehörigen Anspruchsvoraussetzungen im Zeitverlauf umfassen. • Förderung von einschlägigen Informations- und Steuersystemen (z.B. Smart Meter, Automatisierungstechnik) für den breiten integrativen Einsatz von geeigneten steuerbaren Lasten, möglichst gekoppelt an den erzielten Nutzen. • Ermittlung von Hemmnissen und Potenzialen von neu einzuführenden flexiblen Tarifen im Hinblick auf ihren Beitrag zur besseren Erschließung von Lastmanagementpotenzialen, um auf dieser Basis ggf. regulative Anforderungen zu Gunsten von dezentralem Lastmanagement zu ergänzen und die voraussichtlich bestehende finanzielle Lücke zum wirtschaftlichen Betrieb von dezentralen Lasten besser abschätzen zu können. • Unterstützung von angrenzenden Forschungsvorhaben, die mittelbar einen Beitrag zur Erhöhung des Integrationspotenzials von steuerbaren Lasten leisten können, wie z.B. bei Wärmepumpen die Entwicklung von Wärmespeichern mit größerer Kapazität als heute oder von flexibleren Speicherladestrategien durch Übergang zu höheren Temperaturen als heute.

C.1.4.5 Stromspeicher (Speichermanagement)

Um in Zeiten negativer Residuallast die EE nicht abregeln zu müssen, können verschiedene Speichertechnologien eingesetzt werden. Um eine bessere Vorstellung von den dafür erforderlichen Größenordnungen und damit verbunden für die Realisierungschancen bzw. Gewichtung von Speicherausbaustrategien zu erhalten, wird dazu zunächst ein idealer Speicher²⁹ zugrunde gelegt.

Die Auslegungsparameter für einen solchen idealen Speicher zur vollständigen Aufnahme von EE-Überschüssen ist in der Tab. C-27 für die beiden betrachteten Modellvarianten Basis und Integration aufgeführt. Demnach liegt die (zusätzlich) benötigte ideale Speicherleistung bereits im Jahr 2020 um etwa 1,4 bis 3,9 GW über der dann voraussichtlich verfügbaren Aufnahmeleistung in den für Deutschland nutzbaren

²⁹ Dieser wird dadurch definiert, dass er ohne Wirkungsgradverluste und sonstige Restriktionen zu jedem betrachteten Zeitpunkt die vorhandene überschüssige EE-Leistung vollständig aufnehmen kann, wobei er zwischendurch in Fällen positiver Residuallast gemäß der RL-Ganglinie auch wieder entladen wird.

Pumpspeicherwerken³⁰ (vgl. Kap. C.2). Schon in den darauffolgenden 10 Jahren würde sich diese „Lücke“ selbst in der diesbezüglich günstigeren Integrationsvariante auf etwa 13 GW erhöhen, um dann bis zum Jahr 2050 aufgrund des intensiven zusätzlichen Einsatzes von dezentralen Speichern und steuerbaren Lasten auf ca. 11 GW zurückzugehen.

Bezogen auf die benötigte Kapazität würden allerdings noch viel größere Deckungslücken im Vergleich zu den nutzbaren Pumpspeicherwerken entstehen³¹. Der Einsatz von Lastmanagement und dezentralen Speichern im Rahmen der Integrationsvariante kann demnach zwar die verbleibende erforderliche Speicherleistung erheblich reduzieren helfen, hat aber nur marginalen Einfluss auf die benötigte Speicherkapazität, die insbesondere zwischen 2030 und 2050 stark ansteigt.

Tab. C-27 Parameter eines idealen zentralen Speichers für Basis- und Integrationsvariante zum Leitszenario 2010* im Vergleich zur unterstellten Entwicklung von nutzbaren Pumpspeicherwerken für Deutschland

	2020	2030	2050	2020	2030	2050
	Leistung in GW			Kapazität in GWh		
Basisvariante (ohne dezentrale Speicher und LM)	17,7	39,8	60,3	163	1.955	17.967
Integrationsvariante (mit dezentralen Speichern und LM)	15,2	30,2	34,5	154	1.937	17.232
Nutzbare Pumpspeicherwerke	13.8	17	23.4	98	139	164

Quellen: [51;52] und Tab. C-31; eigene Berechnungen

Ein Speicherausbau, welcher im ganzen Jahr ohne Abregelung einzelner Anlagen auskommt, ist ökonomisch aber nicht zu vertreten. Wie in Abb. C-37 zu sehen ist, werden in der Basisvariante im Jahr 2030 für die Speicherung von 80% der Überschüsse nur ein Drittel der ideal benötigten Leistung und nur die Hälfte der ideal benötigten Kapazität gebraucht. In einem solchen Fall würden etwa 4,8 TWh abgeregelt werden müssen, dafür würde die benötigte Leistung auf 12 GW und die benötigte Kapazität auf etwa 1.000 GWh sinken.

Mit 15% der idealen Leistung (6 GW) und 25% der idealen Kapazität (500 GWh) ließen sich immer noch die Hälfte der Überschüsse speichern.

³⁰ Diese beinhalten auch Pumpspeicherwerke im benachbarten Ausland sowie Norwegen.

³¹ Dabei ist zu beachten, dass die tatsächlich nutzbare Kapazität der deutschen Pumpspeicherwerke erheblich niedriger liegt als angegeben. Der Grund dafür ist, dass die vorhandene Kapazität der Schluchseewerke die installierte Maschinenleistung im Vergleich zu den anderen Werken um ein Vielfaches übersteigt und daher wirtschaftlich nicht in vollem Umfang genutzt werden kann.

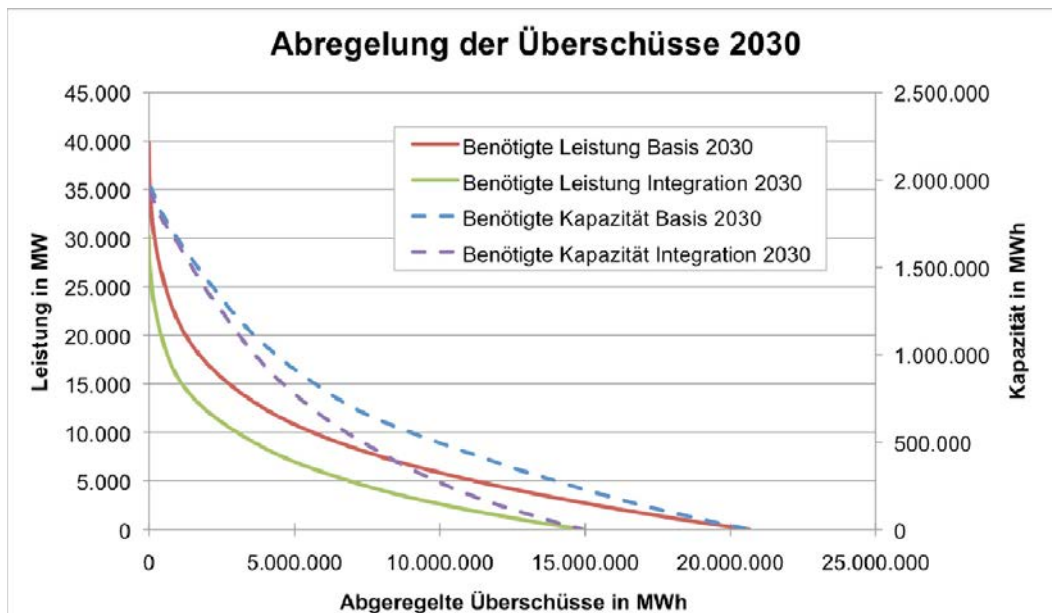


Abb. C-37 Benötigte Leistung und Kapazität eines idealen Speichers als Funktion abgeregelter EE-Überschüsse im Stützjahr 2030.

Die dargestellten Parameter und Vergleiche gelten allerdings nur für die zugrunde gelegten meteorologischen Messdaten aus dem Jahr 2008 und für den angenommenen EE-Ausbau des Leitszenarios 2010*. Da die meteorologischen Bedingungen von Jahr zu Jahr erheblich schwanken können, sind die jeweiligen Größenangaben für den benötigten idealen Speicher nach oben und unten mit hohen Unsicherheiten behaftet³² (vgl. [53]. Dies ist bei Ableitungen von Strategien für den Speicherausbau und sowie bei Kosten-Nutzen-Analysen zu beachten.

Kleine Batterien für private PV-Dachanlagen, die den Anteil von PV-Strom an dem selbst verbrauchten Strom im Sinne von §33 EEG erhöhen, erzielen nur eine vernachlässigbar geringe Glättung der gesamten Residuallast. Diesbezüglich schneiden größere dezentrale Redox-Batterien, die im Bereich von Ortsnetzstationen installiert werden, besser ab. Sie haben zudem den Vorteil, dass mit ihnen kostengünstiger größere Kapazitäten realisiert werden können.

Die Simulationsrechnungen zeigen ferner, dass sich durch E-Kfz bessere Lastglättung erzielen lässt, wenn die gesamte Batteriekapazität zum Lastmanagement genutzt wird, als wenn ein Teil der Kapazität für Speichermanagement freigehalten wird. Somit ist der Lastmanagementeneinsatz von E-Kfz dem bidirektionalen Speichereinsatz vorzuziehen.

Vor diesem Hintergrund werden für Stromspeicher die in der Tab. C-28 zusammengefassten Empfehlungen ausgesprochen.

³² Zum Beispiel beträgt die Unsicherheit bei der Betrachtung von vier unterschiedlichen meteorologischen Jahren (2006-2009) nach der Studie des Umweltbundesamtes [53] bezogen auf die Speicherleistung etwa 12 (mit zusätzlichen LM-und SM-Maßnahmen) bis 15 GW (ohne zusätzliche LM-und SM-Maßnahmen).

Tab. C-28: Empfehlungen zum integrativen Speichereinsatz – innerhalb und außerhalb des EEG

Innerhalb des EEG
<ul style="list-style-type: none"> • (Noch) Keine Einführung eines Speicherbonus oder ähnlicher Anreize für die Errichtung von Speichern zur Integration von EE-Strom.
Außerhalb des EEG
<ul style="list-style-type: none"> • Kurz-/mittelfristig: Potenziale und Ansatzpunkte für eine Ertüchtigung und Optimierung von bestehenden Pumpspeicherwerken in Deutschland und dem benachbarten Ausland ermitteln. Prüfen inwieweit die absehbare Zunahme von geringen bis negativen Börsenstrompreisen bereits ausreichend Anreize für eine Leistungssteigerung bestehender und ggf. auch für den Ausbau von Pumpspeicherwerken setzt. Auf dieser Basis dann ggf. eine ergänzende Förderung entwickeln und einführen. • Kurz-/mittelfristig: Die Umsetzung von neuen/geplanten Pumpspeicherwerken sollte zeitlich so rasch, ökologisch so verträglich und leistungsmäßig so hoch wie möglich realisiert werden. In diesem Zusammenhang sollte geprüft werden, inwieweit diese durch neue gesetzliche Anforderungen auf eine vorrangige Aufnahme bzw. Ausgleich von EE-Strom hin verpflichtet werden können. • Kurz-/mittelfristig: Generell prüfen, inwieweit Pumpspeicherwerke und andere neue Stromspeicher vorrangig für die Aufnahme und Ausgleich von EE-Strom eingesetzt werden können und müssen, so dass sie künftig im Bedarfsfall nicht durch konventionellen Grundlast-Kraftwerksstrom (Kohle, Kernenergie) blockiert werden. • Kurz-/mittelfristig: Ermittlung des zusätzlichen Tages- und Langzeitspeicherpotenzials in Deutschland differenziert nach Technologien und Regionen (z.B. Bundesländern) und unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen. Auf dieser Basis: Erstellen eines Speicherkatasters . • Kurz-/mittelfristig: Erstellen und kontinuierliche Fortschreibung einer Roadmap (Umsetzungs- und Förderstrategie) für den mittel- bis langfristigen Ausbau und Einsatz von Speichern zur Integration von EE-Strom in Deutschland. Der Fokus sollte dabei zum einen auf der Anbindung geeigneter ausländischer Speicher und zum anderen direkt auf Speichermedien mit möglichst hoher Energiedichte wie Wasserstoff oder ggf. auch daraus hergestelltes synthetisches Methan liegen, um bei gleichem Volumenpotenzial möglichst große Kapazitäten realisieren oder bereits bestehende Infrastrukturen nutzen zu können. • Mittel-/Langfristig: Finanzielle Förderung für dezentrale Speicher (vorzugsweise Redox-Batterien), wenn sie zur Erhaltung der Netzstabilität im Zusammenhang mit der Einspeisung von EE-Strom erforderlich sind/werden. Zunächst aber Prüfung, ob nicht auch alternativ eine Anrechnung von entsprechend erforderlichen Investitionen im Rahmen der Regulierung einen ausreichenden Anreiz zur Realisierung setzt.

C.2 Wirkung des EEG auf den Betrieb des „konventionellen“ Kraftwerkspark

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse von Untersuchungen beschrieben, welche die Wechselwirkungen von EEG-Anlagen mit dem konventionellen Kraftwerkspark analysieren (Arbeitspaket 4). Zunächst werden die Grundannahmen der Untersuchungen erläutert und anschließend die untersuchten fünf Szenarien vorgestellt. In den folgenden Szenarien werden unterschiedliche Entwicklungen bzw. Anforderungen an den bundesdeutschen Kraftwerkspark modelliert.

- 1) Basisszenario gemäß der in der Leitstudie 2010 vorgegebenen Entwicklung des Kraftwerksparks
- 2) KKW-Laufzeitverlängerungsszenario
- 3) Must-run-Szenario

- 4) Lastmanagement & Speicher-Szenario
- 5) Szenario ohne neue Kohlekraftwerke

Anschließend werden die wesentlichen allgemeinen, die wirtschaftliche sowie die technischen Aspekte der Wechselwirkung präsentiert und schließlich Handlungsempfehlungen abgeleitet.

C.2.1 Grundannahmen der Szenarien

Die wesentlichen Grundannahmen der Szenarien betreffen

- die installierten Kapazitäten konventioneller Kraftwerke,
- ihre technischen Parameter,
- den Umfang nutzbarer Speicherkraftwerke,
- die Abbildung der Wechselwirkung mit dem Kraftwerkspark im angrenzenden Ausland
- die Abbildung der Lastgänge der Erneuerbaren Energien
- die Fehler ihrer Leistungsprognose, sowie
- die Brennstoff und CO₂-Preise.

Die installierten Kapazitäten konventioneller Kraftwerke wurden gemäß der Leitstudie 2010³³ angenommen. Die dort angegebenen, aggregierten Kapazitäten wurden mit Hilfe einer kommerziell erhältlichen Kraftwerksdatenbank disaggregiert. Alle Kraftwerke mit Leistungen unterhalb von 50 MW sind als Aggregat abgebildet. Zur Abbildung des Kraftwerkszubaus wurden die in der Leitstudie angegebenen Zubaukapazitäten mit typischen Kraftwerksgrößen in einzelne Kraftwerke heruntergebrochen. Die unterschiedliche Effizienz heutiger und zukünftiger Kraftwerke ist durch eine jahrzehntescharfe Klassifizierung der typischen Wirkungsgrade berücksichtigt. Bei der Modellierung wurden saisonal unterschiedliche Kraftwerksverfügbarkeiten berücksichtigt. Die Nettokapazitäten der konventionellen Kraftwerke sind in nachfolgender Tabelle für die simulierten Jahre 2010, 2020, 2030 und 2050 wiedergegeben (hier ohne Berücksichtigung der Kraftwerksausfälle).

³³ Für das Forschungsvorhaben vom DLR nochmals aktualisierte Entwicklung für 2020, bisher nicht veröffentlicht.

Tab. C-29: Installierte Nettokapazitäten konventioneller Kraftwerke (GW) im Basisszenario

Brennstoff	2010	2020	2030	2050
KKW	17,9	3,4	0	0
Braunkohle	20,6	17,2	9,7	0
Steinkohle	27,2	22,1	14,2	6,9
Gas	22,8	26,2	23,9	21,6
Öl	4,2	1,6	0	0
Summe	92,7	70,5	47,8	28,5

Quelle: [8]

Die Kraftwerksparameter, die sich zwischen den simulierten Jahren unterscheiden, wurden mit den Parametern abgestimmt, die für die Leitstudie 2010 relevant sind. Die Parameter für das Jahr 2010 sind in Tab. C-30 dargestellt.

Tab. C-30: Angenommene technische Parameter konventioneller Kraftwerke Kraftwerksparameter für das Jahr 2010

Typ	Wirkungs-grad	Mindest-last (% Kap.)	Min. Betriebszeit (h)	Min. Stillstandszeit (h)	Anfahr-kosten (€/MW)	pos. Laständerung (% P _N ./min)
KKW	32%	50%	14	14	168	5%
Braunkohle-KW	39%	45%	9	9	89	3%
Steinkohle-KW	45%	35%	4	4	89	4%
GuD-KW	56%	33%	2	2	64	4%
Gasturbinen-KW	35%	20%	0	0	23	15%

Die Kapazitäten der inländischen zentralen (d.h. in die Kraftwerkseinsatzplanung integrierten) Speicher sind gemäß den Ausbauszenarien in AP1 modelliert. Zusätzlich ergeben sich ab 2020 in Summe 3,6 GW an grenznahen ausländischen Pumpspeicherkapazitäten, die wegen Eigentumsrechten oder langjährigen Strombezugsrechten als vom deutschen Markt kontrolliert angesehen werden [54]. Darüber hinaus ist das Speicherpotenzial in Norwegen zu berücksichtigen. Eine Experteneinschätzung aus Norwegen sieht ein langfristig nutzbares Potenzial von 10 bis 25 GW für den europäischen Markt [55]. Da die Nutzung des Speichers von dem Ausbau von Übertragungskapazitäten abhängen, wird gemäß [56, 57] die Annahme getroffen, dass bis 2050 eine zusätzliche Speicherkapazität von 4,6 GW angebunden werden kann (1,4 GW in 2020 und 3,4 GW in 2030). Insgesamt stehen damit die Speicherkapazitäten gemäß Tab. C-31 zur Verfügung.

Tab. C-31: Annahmen über die gesamte Abgabeleistung der nutzbaren Speicherkraftwerke (GW)

Typ	2010	2020	2030	2050
Pumpspeicherkraftwerke (deutsch)	6,3	8,0	8,1	8,3
Pumpspeicherkraftwerke (grenznah)	3,0	3,6	3,6	3,6
Pumpspeicherkraftwerke (Norwegen)	-	1,4	3,4	4,6
CAES	-	0,8	1,6	4,1
Große H ₂ -basierte Speicher	-	-	0,2	2,2
Methan-basierte Speicher	-	-	0,1	0,6
Summe	9,3	13,8	17,0	23,4

Für die weitergehenden Simulationen wird unterstellt, dass diese Kapazitäten allein für Deutschland zur Verfügung stehen.

Um Aussagen zum Stromaustausch mit dem Ausland machen zu können, müsste eine Kostenentwicklung im europäischen Kraftwerkspark angenommen werden. Zur fundierten Ableitung von Annahmen hierzu müssten detaillierte Untersuchungen angestellt werden. Daher wird, abgesehen von der Speichernutzung und dem Import von Strom aus CSP-Anlagen gemäß Leitstudie kein weiterer Stromaustausch mit dem Ausland unterstellt.

Die Ganglinien der Nachfrage und der Erneuerbaren Energien wurden aus Arbeitspaket 1 in die Simulation übernommen. Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist daher im Modell vorgegeben und wird lediglich von Abregelung von EE (Curtailment) aufgrund von Erzeugungsüberschüssen begrenzt. Diese Abregelung von EE wird in diesem Vorhaben **nicht** als „Einspeisemanagement“ bezeichnet, da nicht der mit dem Tatbestand des §11, EEG (Netzengpässe) getroffen ist.

Biogasanlagen werden im Modell von den übrigen EE separiert, um den Einfluss der Steuerungsmöglichkeiten dieser Technologie zu untersuchen. Um das Einspeiserecht der Biogasanlagen zu gewährleisten, sind die Einsatzkosten der Biogasanlagen sehr niedrig gesetzt. Der Einsatz der Biogasanlagen wird somit gegenüber dem Einsatz von anderen Kraftwerken, die höhere variable Kosten aufweisen, bevorzugt. Mögliche Anreizmechanismen, die zu einem variablen Einsatz von Biogasanlagen führen können, werden im Vorhaben IV diskutiert.

Der untertägige Ausgleich von Windprognosefehlern ist über einen Intradayhandel im Modell abgebildet. Die Simulation der Windstromprognose basiert auf einer regionalen Auflösung der Windenergie, wie in AP 1 dargestellt. Eine Verbesserung der Prognosequalität um 10% bis 2020 und jeweils um 5% bis 2030 und 2050 ist unterstellt.

Das Modell berücksichtigt auch die Anforderungen an die Regelreservevorhaltung. Die Höhe der vorzuhaltenden Regelreservekapazität ist dem Vorhaben III bestimmt worden. Dabei ist der Prognosefehler der Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen berücksichtigt.

Tab. C-32: Annahmen zu künftigen Brennstoff- und CO₂ Preisen

€/MWh	2010	2020	2030	2050
Uran	1,3	2,3	3,2	5,0
Braunkohle	4,3	4,8	5,3	6,3
Kohle	13,2	20,1	24,7	34,5
Gas	25,1	41,6	53,3	73,2
Öl	31,4	49,5	64,4	77,8
CO ₂ : € / t	21,4	41,7	53,5	74,8

Die in Tab. C-32 dargestellten Brennstoff- und CO₂-Preise entsprechen dem „deutlich“ der Leitstudien 2008-2010.

C.2.1.1 Basisszenario

Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit-Order) in Kombination mit der Residuallast (Verbraucherlast reduziert um Erzeugung aus Erneuerbaren Energien) verdeutlicht das Verhältnis der zur Verfügung stehenden konventionellen Erzeugungsleistungen und ihrer variablen Kosten zu der zu deckenden Restlast.

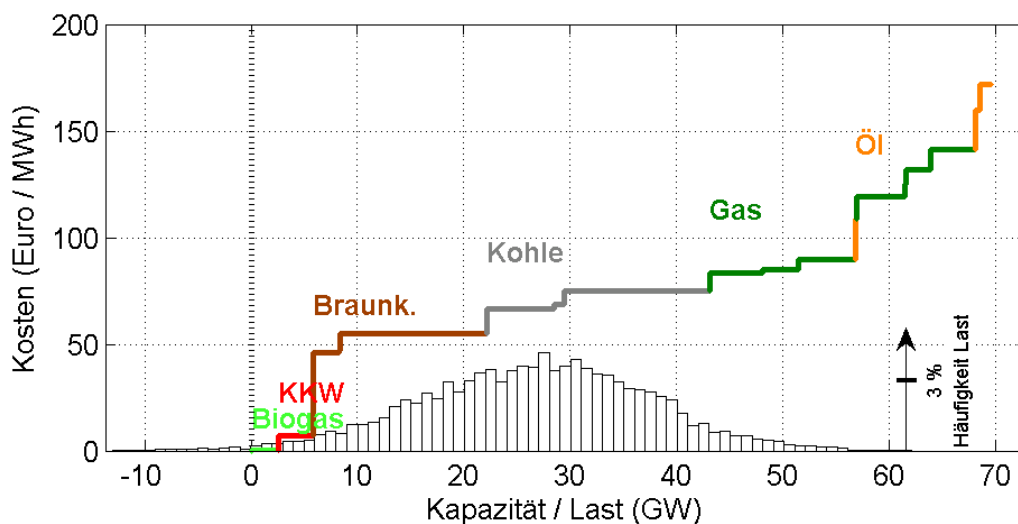


Abb. C-38: Merit-Order und Residuallast in 2020 (ohne Speicher)

Abb. C-38 zeigt die Merit-Order bezogen auf die installierte Nettoleistung in 2020. Ein Restbestand an Kernkraftwerken ist sichtbar. Angesichts der niedrigen Residuallast und der hier nicht gezeigten Speicherkapazitäten kommen die Gaskraftwerke nur selten zum Einsatz.

Die Merit-Order in 2050 (Abb. C-39) in Kombination mit der Residuallast macht deutlich, dass die installierte konventionelle Kapazität knapp ist und nur über die (in der Abbildung nicht enthaltenen) Speicher abgedeckt werden kann. Die Residuallast erreicht Werte von kleiner minus 40 GW und zeigt damit erhebliche Erzeugungsüberschüsse an. Die zusätzliche Stromnachfrage aufgrund einer zukünftigen Wasserstoffaufbereitung für Brennstoffzellenautos ist dabei, gemäß den Angaben der Leitstudie, bereits berücksichtigt.

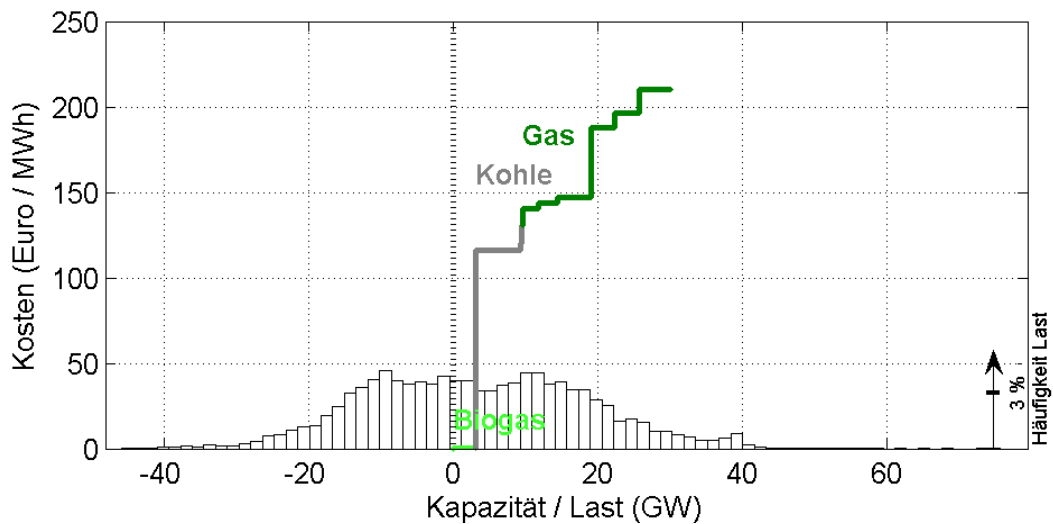


Abb. C-39: Merit-Order und Residuallast in 2050 (ohne Speicher)

C.2.1.2 KKW-Laufzeitverlängerungsszenario

Eine Laufzeitverlängerung von 10 Jahren für Kernkraftwerke führt bei den zugrunde gelegten Annahmen in 2020 zu einem Kraftwerkspark gemäß Abb. C-40. In 2030 ist nur noch ein kleiner Restbestand an Kernkraftwerken in Betrieb.

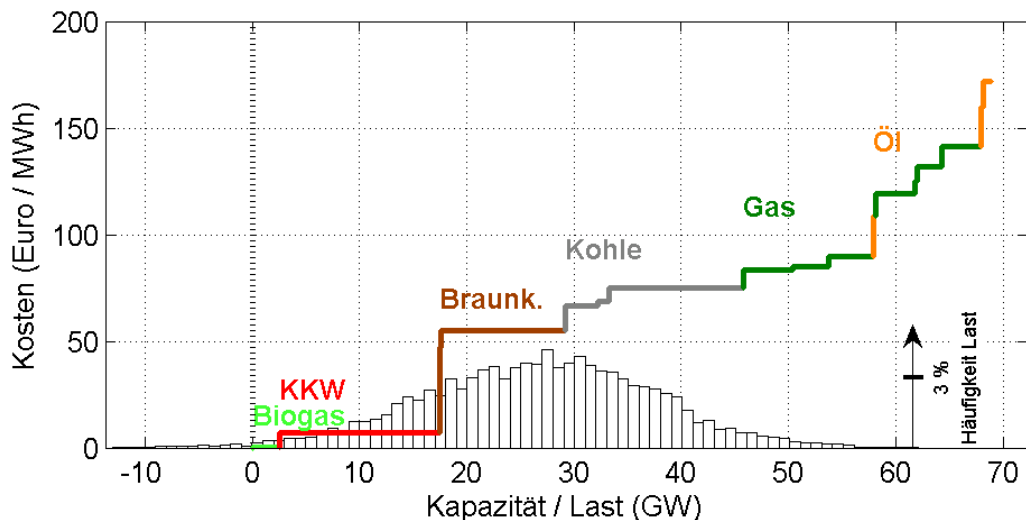


Abb. C-40: Merit-Order und Residuallast in 2020 mit Laufzeitverlängerung (ohne Speicher)

C.2.1.3 Must-run-Szenario

Dieses Szenario berücksichtigt die aktuelle Diskussion, dass es aus Systemstabilitätsgründen erforderlich sein könnte, dass ein bestimmter Anteil an konventionellen Kraftwerkskapazitäten immer am Übertragungsnetz angeschlossen, angefahren und damit synchronisiert

sein muss.³⁴ So werden Spannungsstabilität (Bereitstellung von Kurzschlussleistung) und Blindleistungsbereitstellung, Frequenzstabilität (Netzanlaufzeit) und Frequenzregelung sowie Anforderungen aus Kraft-Wärme-Kopplung in den hierzu angeführten Argumenten erwähnt.³⁵ Das würde bedeuten, dass, soweit möglich, immer eine definierte Mindestleistung konventioneller Erzeugung synchronisiert ist. Untersuchungen über die notwendige Mindestleistung sind derzeit in Vorbereitung und werden für Dezember 2010 erwartet. Daher wurde für diese Untersuchung eine Annahme getroffen und die Must-Run Anforderung auf 12 GW im Winter und 8 GW im Sommer festgelegt. Die Unterschiede zwischen Winter und Sommer ergeben sich aufgrund des unterschiedlichen Verbraucherniveaus und dem erhöhten Bedarf an Wärme aus Kraftwärmekopplung im Winter. Es wird angenommen, dass die Must-Run Anforderung nur durch Stromerzeugung aus konventionellen thermischen Kraftwerken mit einer Größe über 50 MW erfüllt wird. Inwiefern grundsätzlich auch EE künftig und bei entsprechenden Rahmenbedingungen diese Dienstleistung teilweise oder ganz zur Verfügung stellen können, wird hier zunächst nicht berücksichtigt.

C.2.1.4 Szenario mit Lastmanagement und dezentralen Speichern

Lastmanagement (demand side management) und der Einsatz von Speichern sind Maßnahmen, die zur Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem dienen.

In diesen Zusammenhang ist auch ein verstärkter Einsatz von Elektromobilität als Kombination von Lastmanagement und dezentralen Speichersystem zu nennen, wie er in der Leitstudie vorgegeben wird. All diese Maßnahmen und Techniken wirken sich auf die Restlast aus. Hierzu wurde innerhalb von AP 1 eine veränderte Verbraucherganglinie entwickelt, die hier als Grundlage für ein Szenario des verstärkten Lastmanagements dient.

C.2.1.5 Szenario ohne neue Kohlekraftwerke

Eine Anforderung an das zukünftige Stromsystem ist eine niedrige CO₂-Bilanz. Da ein technisch und wirtschaftlich sinnvoller Einsatz der CCS-Technik (Carbon Capture and Storage) nicht garantiert werden kann, stellt sich die Frage nach einer kohlefreien Stromversorgung. Nach den Ergebnissen in Arbeitspaket 2 wäre es möglich, zur Erreichung von Klimaschutzzielen ein grundsätzliches Verbot des Neubaus von Kohlekraftwerken auszusprechen.

In dem Szenario wird daher der Ausbau an Kohlekraftwerken durch einen entsprechenden Ausbau von GuD-Kraftwerken ersetzt. Abb. C-41 zeigt die resultierende Merit-Order für das Jahr 2020.

³⁴ Die Thematik wird zurzeit in einer umfassenden externen Studie von den Übertragungsnetzbetreibern untersucht.

³⁵ Nähere Erläuterungen finden sich in Vorhaben III

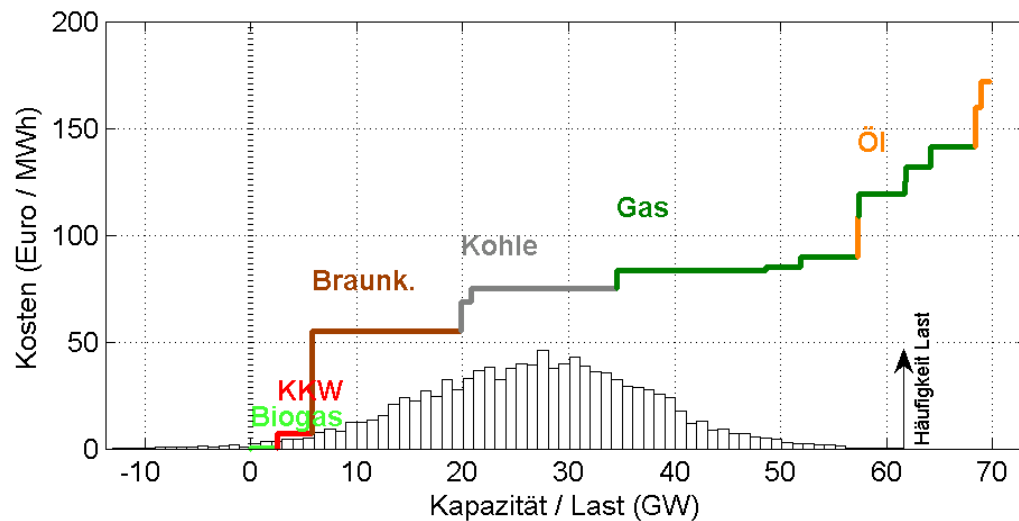


Abb. C-41: Merit-Order und Residuallast in 2020 mit Kohleausbaustopp (ohne Speicher)

C.2.2 Ergebnisse

C.2.2.1 Resultierende Struktur der Stromerzeugung

Die typische Stromproduktion aus den verschiedenen Technologien innerhalb von zwei Wochen im Jahr 2020 zeigt Abb. C-42. In den Stunden mit hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien werden die teureren Kohle- und Gaskraftwerke heruntergefahren und soweit möglich Strom in den Speicherkraftwerken gespeichert. Die Einspeicherung ist in der Abbildung durch negative Werte dargestellt. Eine Abregelung von EE ist in diesen zwei Wochen nicht erforderlich.

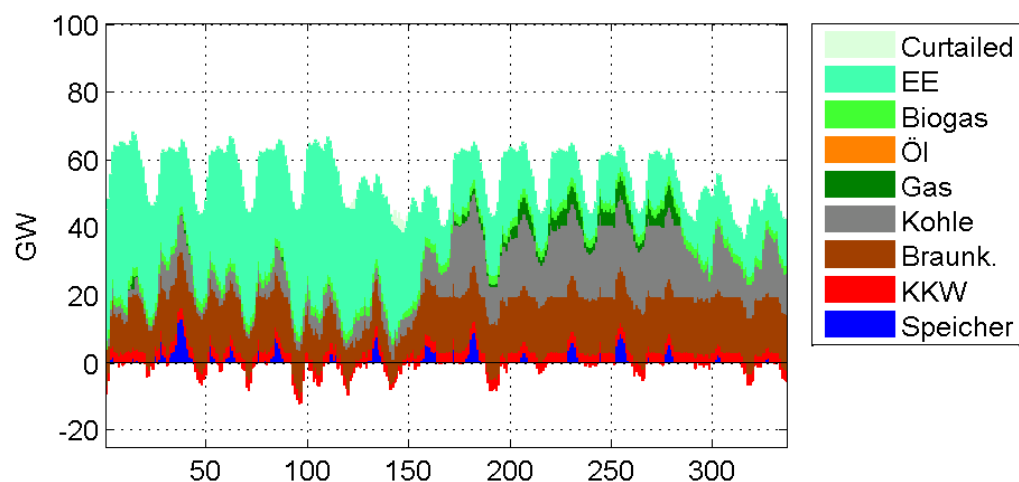


Abb. C-42: Verlauf der Stromerzeugung über 2 Wochen in 2020 (Basisszenario)

Zum Vergleich sind dieselben 14 Tage im Jahr 2050 in Abb. C-43 dargestellt. Die meiste Zeit wird die Stromnachfrage über Erneuerbare Energien gedeckt. Im Bedarfsfall werden Speicher, Kohle- und

Gaskraftwerke hinzugezogen. Da die Speicherkapazität begrenzt ist, kommt es zu einer verstärkten Abregelung von EE („Curtailed“).

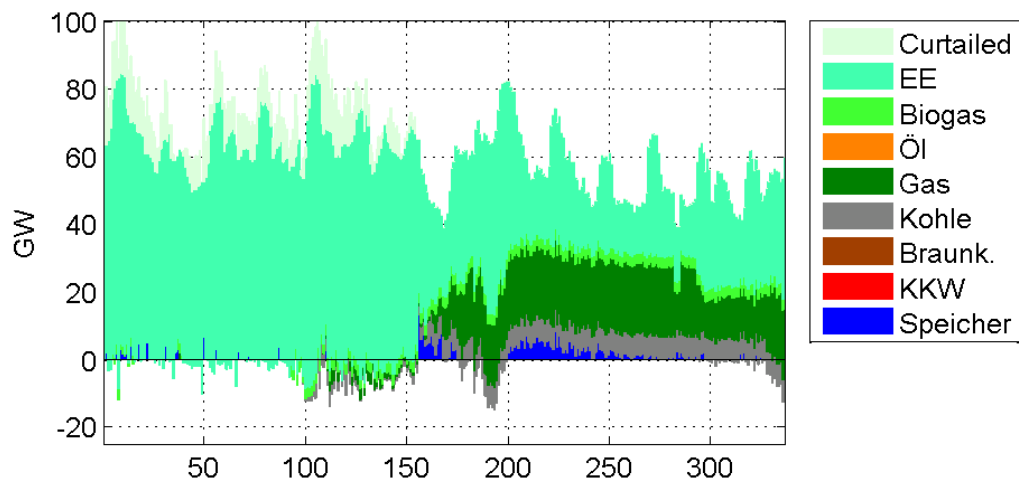


Abb. C-43: Verlauf der Stromerzeugung über 2 Wochen in 2050 (Basisszenario)

In den folgenden Abbildungen werden die Erzeugungsgänge der Technologien über das Jahr aufsummiert dargestellt. Der sich in den verschiedenen Szenarien ergebende Stromerzeugungsmix wird verglichen.

Abb. C-44 zeigt zunächst den Stromerzeugungsmix des Basisszenarios in den Szenariojahren 2010 bis 2050. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung nimmt entsprechend dem unterstellten Leitszenario 2010 stark zu. In 2050 beträgt ihr Anteil (einschließlich des Biogasstromes) mehr als 90% an der Nettostromerzeugung. Der Anstieg der Gesamtstromerzeugung in 2050 erklärt sich aus der oben erwähnten Wasserstoffherstellung, die gemäß Leitszenario für Mobilitätszwecke aufgewendet wird.

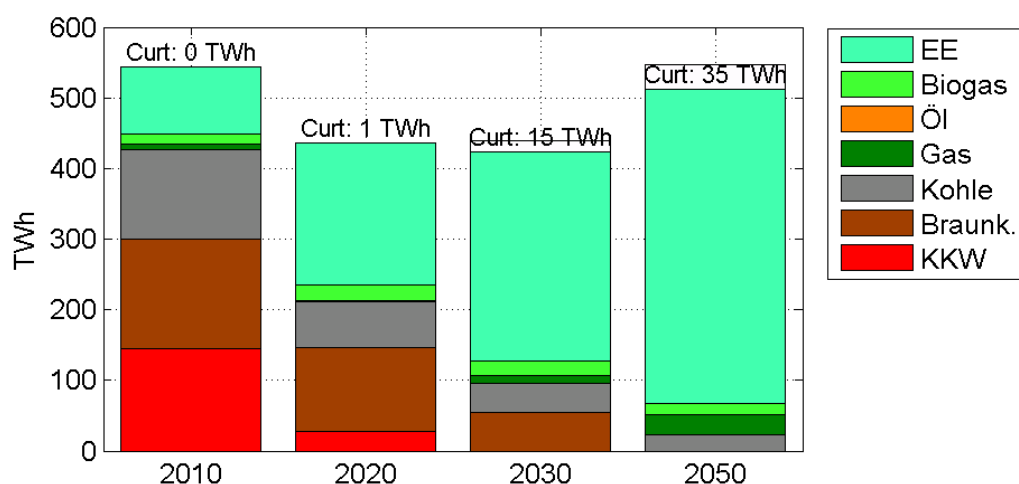


Abb. C-44: Stromerzeugungsmix im Basisszenario

Im Jahr 2020 werden 1 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien abgeregelt werden müssen. Eine deutlich verstärkte Abregelung von EE

wird für das 2030 festgestellt. So wird im Modell die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in 2030 um 15 TWh (3.5% der Stromnachfrage) und in 2050 um 35 TWh (7% der Stromnachfrage) gedrosselt. Diese Abregelung von EE wird aufgrund der Produktionsüberschüsse notwendig, die nicht mehr durch Speicher aufgenommen werden können, nachdem bereits das Abfahren der konventionellen Kraftwerke im Rahmen der hier unterstellten technischen Restriktionen ausgeschöpft wurde. Der Vorrang Erneuerbarer Energien wird im Modell aufgrund der Definition der Grenzkosten der EE zu Null dargestellt. Netzrestriktionen werden nicht betrachtet.

Die Möglichkeit, EE-Anlagen mit speicherbarer Primärenergie flexibel einzusetzen, kann zur Reduzierung der Abregelung von EE beitragen. Im Rahmen des Vorhabens wurde im Basisszenario bereits ein flexibler Einsatz von Biogasanlagen unterstellt.

Eine weitergehende Flexibilisierung von Geothermie- und allen weiteren Biomasseanlagen würde die Menge an abgeregelter EE-Strommenge von 15 auf 8 TWh in 2030 und von 30 auf 16 TWh in 2050 absenken. Ein steuerbarer CSP Stromimport würde unter den genannten Vorraussetzungen die Abregelung von EE in 2050 sogar auf 5 TWh begrenzen.

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass im Rahmen des Modells ein Export von Überschussenergie nur im Rahmen der Nutzung ausländischer Pumpspeicher abgebildet wurde. Die Exportmöglichkeiten zu Überschusszeiten sind von der Erzeugungssituation in den angrenzenden Ländern abhängig. Da davon ausgegangen werden kann, dass zu Zeiten starker Windeinspeisung auch in den angrenzenden Ländern, insbesondere in den Niederlanden und in Polen hohe Windleistungseinspeisung vorherrschen, erscheint diese Annahme gerechtfertigt.

Eine deutliche Verringerung der Abregelung von EE ließe sich innerhalb der Systemgrenzen ansonsten nur mit der Installation von weiteren Speicherkapazitäten erreichen. Die Vorteile einer reduzierten Abregelung von EE müssten dabei mit den zusätzlichen Speicherkosten verglichen werden.

Das Setzen einer Must-Run Bedingung - in diesem Fall zu verstehen als eine vorgegebene Mindesterzeugung aus großen thermischen Kraftwerken zur Netzstabilisierung - beeinflusst die Stromerzeugung erheblich. So steigt die Abregelung von EE im Jahr 2030 gegenüber dem Basisszenario von 3,5% auf 7,8% und im Jahr 2050 von 6.9% auf 15.1% des Stromverbrauchs. Gleichzeitig steigt die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken.

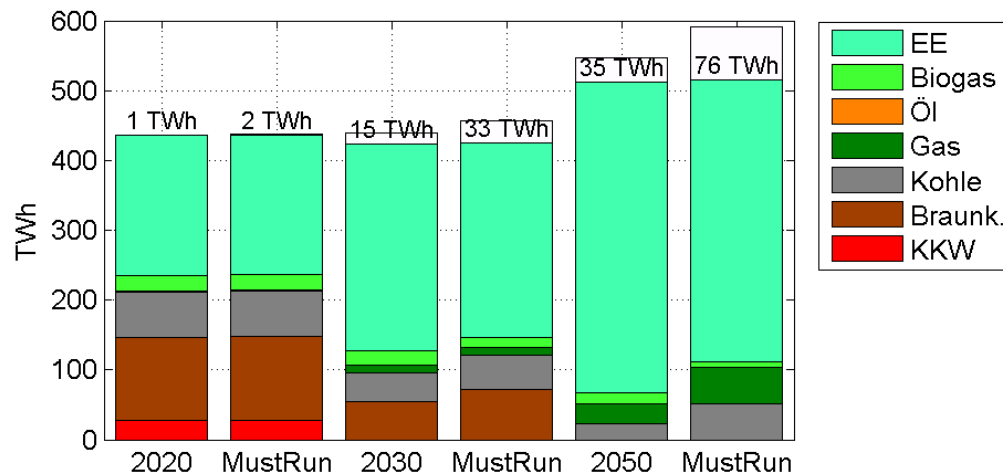


Abb. C-45: Vergleich der Stromerzeugung im Basis- und MustRun-Szenario

Die Verwendung von Lastmanagement und dezentralen Speichern führt im Vergleich zum Basisszenario zu einer Reduzierung der Abregelung von EE. In 2020 und 2030 werden 20% weniger Energie abgeregelt, so zum Beispiel 12 TWh anstatt 15 TWh in 2030. In 2050 fällt die Reduktion mit 3% deutlich geringer aus, was sich aus der Wasserstofferzeugung erklärt, die schon im Basisszenario zum Lastausgleich eingesetzt wird.

Die Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke um 10 Jahre führt zu einer Verschiebung der Erzeugung von Kohlekraftwerken zu Kernkraftwerken wie Abb. C-46 zeigt. Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien bleibt gleich und die Abregelung von EE nimmt durch die verstärkte Nutzung der Kernenergie nicht zu. In 2030 unterscheiden sich das Basis- und das KKW-Szenario aufgrund der niedrigen KKW Kapazitäten nur geringfügig.

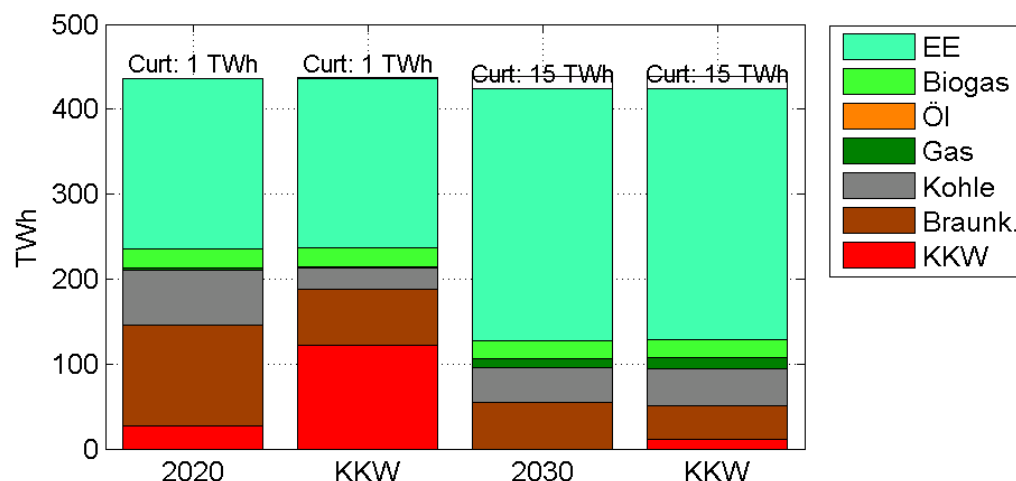


Abb. C-46: Vergleich der Stromerzeugung im Basis- und KKW-Szenario

C.2.2.2 Emissionen

Die zukünftigen Emissionen werden gemäß Abb. C-47 überwiegend durch die Braunkohleverstromung verursacht. Dies gilt auch für das Jahr 2030, in dem nur noch rund 10 GW an Braunkohlekraftwerken installiert sind.

Aufgrund ihres Grundlastcharakters werden diese Kapazitäten weiterhin stark eingesetzt. Für eine weitere Verringerung der CO₂-Emissionen ist folglich vor allem bei der Braunkohle anzusetzen.

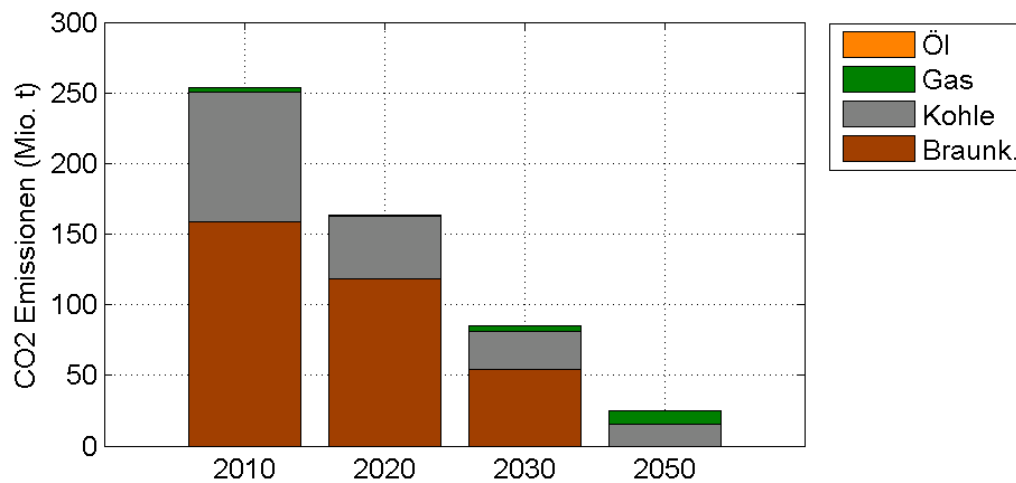


Abb. C-47: Emissionen im Basisszenario

Den Vergleich zwischen dem Basisszenario und einem Szenario ohne Kohlezubau zeigt Abb. C-48. Das in dem Szenario unterstellte Verbot von neuen Kohlekraftwerken (bestehende Kraftwerke werden gemäß ihrer Lebensdauer weiterbetrieben) führt zu einer Reduktion der Emissionen. Die gesamten Brennstoffkosten der Stromerzeugung (hier nicht dargestellt), steigen dagegen an. Verrechnet man den Kostenanstieg mit den Emissionseinsparungen, ergeben sich in 2030, ohne Berücksichtigung von Investitionskosten, CO₂ Vermeidungskosten von 110 €/t CO₂.

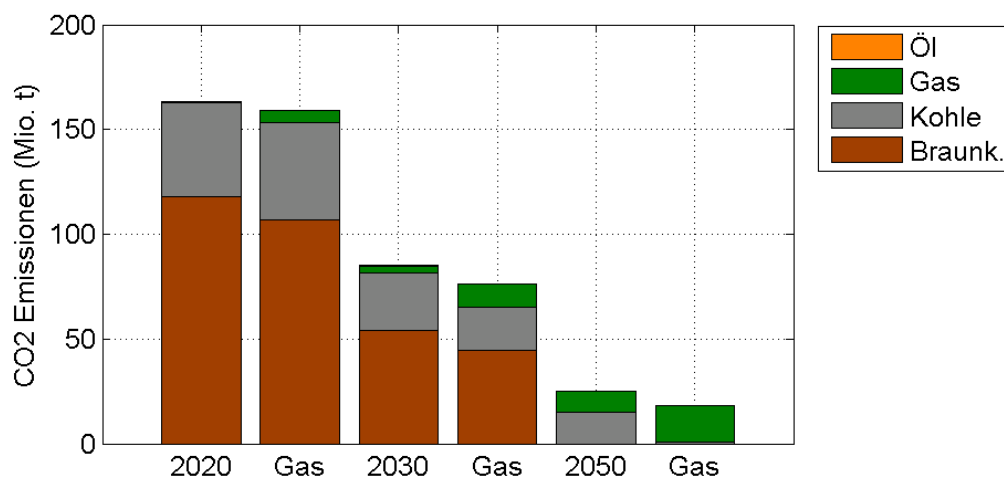


Abb. C-48: Emissionen im Basisszenario gegenüber eines Ausbaus an Gaskraftwerken im Szenario ohne Kohlekraftwerkezubau

Aufgrund des hohen Restbestandes an Kohlekraftwerken und dem ohnehin begrenzten Ausbau an Kohlekraftwerken im Basisszenario hat ein Verbot des Zubaus an Kohlekraftwerken nur geringe Auswirkungen auf die

Emissionen in 2020 und 2030. Langfristig sind die relativen Effekte größer. So verringert sich das niedrige Emissionsniveau von 25 Millionen Tonnen in 2050 durch das Verbot um weitere 30 Prozent.

Eine Laufzeitverlängerung wirkt sich gemäß Abb. C-49 durch eine deutliche Reduktion der Emissionen aus. Die Emissionsreduzierung wird durch die verringerte Erzeugung aus Kohlekraftwerken erreicht.

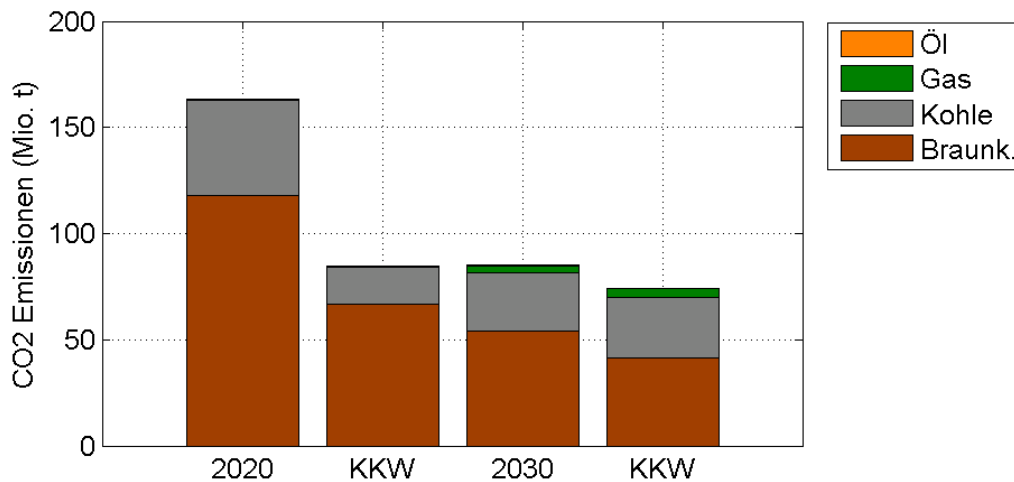


Abb. C-49: Vergleich von CO₂ -Emissionen im Basisszenario und im KKW-Szenario

C.2.2.3 Wirtschaftliche Aspekte des Kraftwerksbetriebs

Betriebskosten

Die Betriebskosten, d.h. die aggregierten operativen Kosten (Brennstoffkosten und Anfahrs- bzw. Startkosten) nehmen bis 2050 dank der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien stark ab (Abb. C-50). Der Rückgang von 2030 zum Jahr 2050 ist noch höher zu bewerten, da in 2050 zusätzlich 100 TWh Strom in Form von Wasserstoff für den Verkehrssektor erzeugt werden. Die CO₂-Kosten sind ein Hauptkostentreiber, der oft mehr als 50% der Betriebskosten ausmacht. Die Anfahrkosten sind im Verhältnis zu den Gesamtkosten unbedeutend. Ihr Anteil wächst aber stark und beträgt in 2050 5% der Betriebskosten.

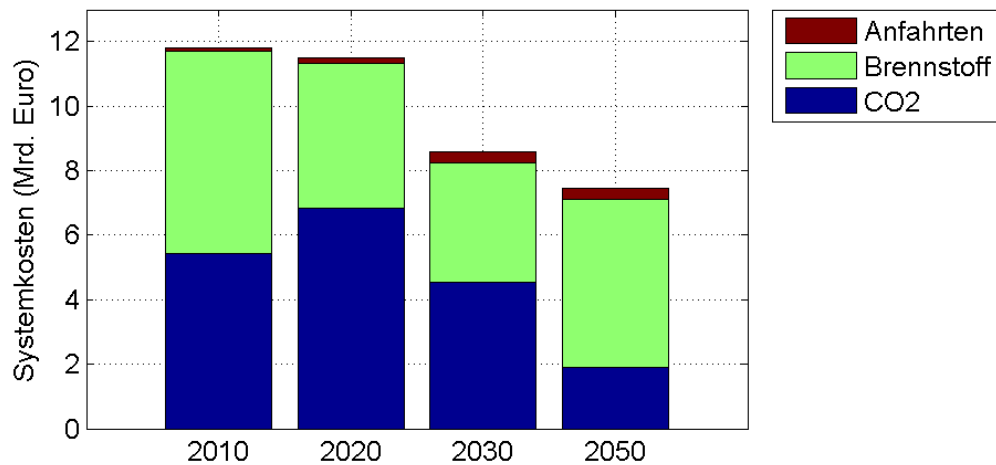


Abb. C-50: Gesamtbetriebskosten im Basisszenario

Die Verwendung von Lastmanagement und dezentralen Speichern trägt zu einer Reduzierung der Betriebskosten bei. Erzeugung aus teuren Spitzenlastkraftwerken kann so teilweise verlagert werden. Dies führt gemäß Abb. C-51 zu geringeren Systemkosten. Die Kostenersparnis beträgt 5% in 2030 und 2,5% in 2050. Die geringere Kostenersparnis in 2050 erklärt sich aus der schon im Basisszenario berücksichtigten Wasserstoffherzeugung, die in diesem Szenariojahr hinzukommt.

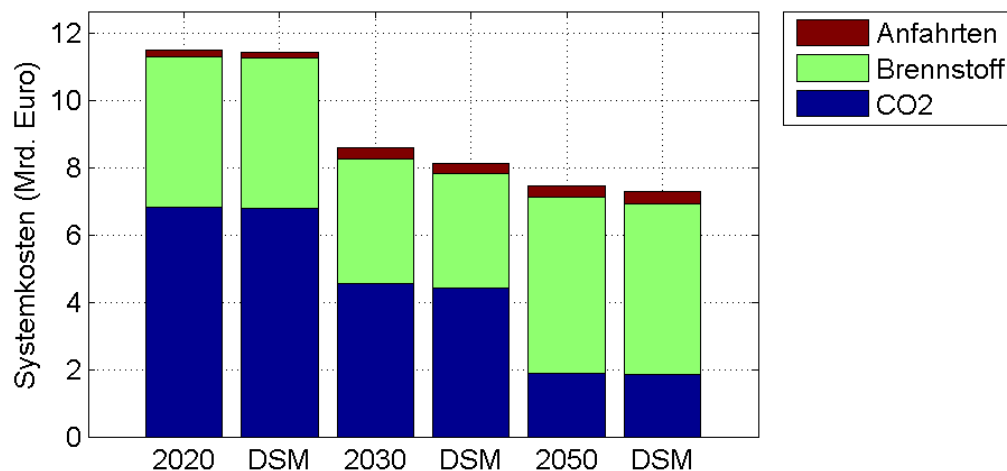


Abb. C-51: Gesamtbetriebskosten im Basis- und DSM-Szenario

Spotmarktpreise

Die Spotmarktpreise steigen aufgrund der aus dem Leitszenario entnommenen stark wachsenden Brennstoffpreise (insbesondere der Gaspreise) an, wie Abb. C-52 zeigt. Mit zunehmendem Anteil an Erneuerbaren Energien ergibt sich eine stärkere Differenzierung der Preiskurve. Dies ist neben der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auch darauf zurückzuführen, dass ein hoher Anteil Gaskraftwerke im Kraftwerkspark enthalten ist.

Sowohl Nullpreisstunden als auch Hoch- und Höchstpreisstunden (> 300 €/MWh) nehmen zu. Die Behandlung von Höchstpreisstunden ist wichtig. Vor allem in 2050 werden die maximalen Preise relevant. Aufgrund der Merit-Order in 2050, siehe Abb. C-39, ergeben sich vermehrt Stunden, in denen die Last im hier unterstellten deutschen Kraftwerkspark nicht gedeckt werden kann. Der Marktpreis zu diesen Stunden ist nicht klar definiert und würde aus volkswirtschaftlicher Sicht den Kosten des Lastabwurfs (Value of Lost Load) entsprechen. An den Strombörsen sind aber zur Vermeidung von Marktmacht oft Preislimits (bid caps) gesetzt, wobei zu bedenken ist, dass mit einer Begrenzung des Marktpreises der Anreiz für Investitionen in Spitzenlastkraftwerke reduziert wird. Um eine Verzerrung der Ergebnisse zu vermeiden, wird hier der Maximalpreis jeweils 10% über dem höchsten regulären Preis gesetzt. Preise werden als irregulär angesehen, wenn Lastabwurf nötig ist.)

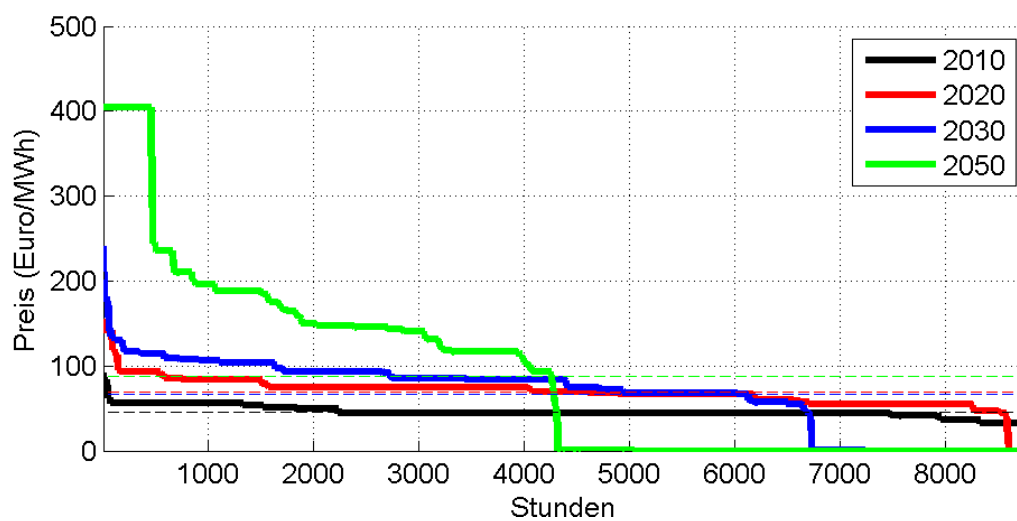


Abb. C-52: Jahresdauerlinien der Strompreise im Basisszenario

Den Vergleich der Strompreise mit und ohne Laufzeitverlängerung zeigt Abb. C-53. In 2020 ist der durchschnittliche Strompreis bei einer Laufzeitverlängerung circa 17% niedriger als im Basisszenario. In 2030 ergeben sich dagegen aufgrund der geringen KKW-Kapazitäten kaum Unterschiede (die Durchschnittspreise sind nahezu identisch).

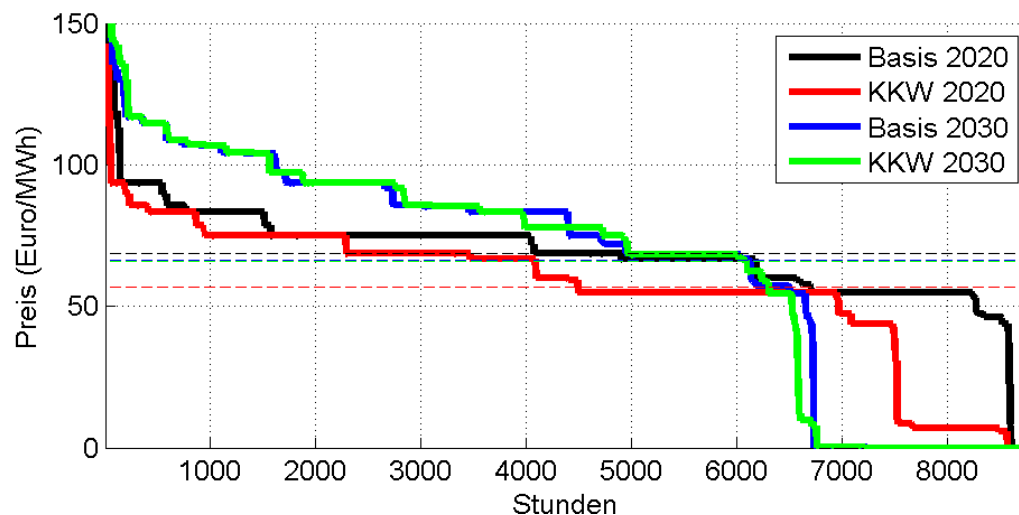


Abb. C-53: Strompreise im Basisszenario und mit Laufzeitverlängerung

Volllaststunden und Erträge der konventionellen Kraftwerke

Die Erträge der konventionellen Kraftwerke und Speicher werden im Folgenden für das Basisszenario aufgezeigt. Ein wichtiger Faktor sind hierfür die Jahresvolllaststunden, die in Abb. C-54 wiedergegeben sind. Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke weisen die höchsten Volllaststunden auf. Die Volllaststunden der GuD-Anlagen sind dagegen niedrig, da die, im Vergleich zu den Kohlekraftwerken, teuren GuD-Anlagen selten zur Deckung der Last benötigt werden (mit den hier verwendeten Brennstoff- und CO₂ Preisen). Erst in 2050 ergibt sich ein vermehrter Einsatz der Gaskraftwerke.

Die Volllaststunden der Speicher bleiben in etwa konstant. Da ein starker Ausbau an Speichern angenommen ist, bedeutet dies, dass der absolute Speichereinsatz relativ stark ansteigt.

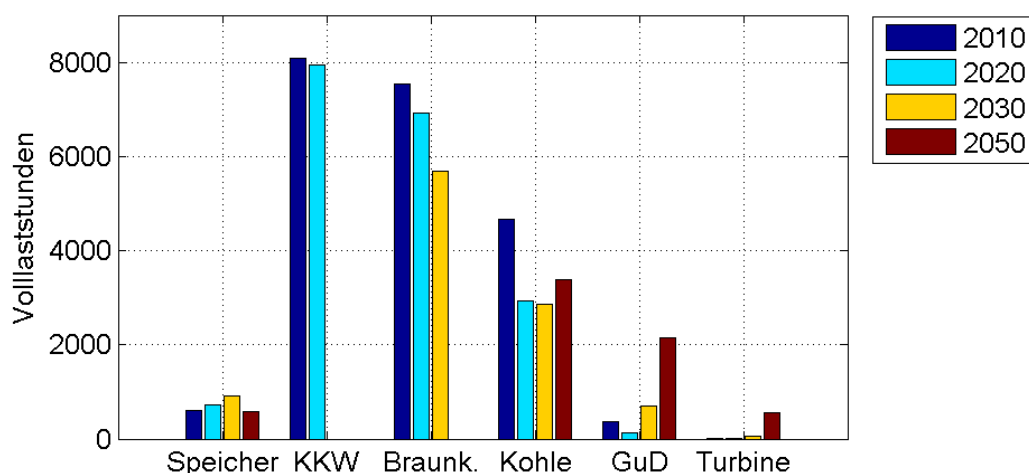


Abb. C-54: Volllaststunden im Basisszenario

Anhand des Kraftwerkseinsatzes, der betrieblichen Kosten und der Marktpreise können die in Abb. C-55 gezeigten Erträge der Kraftwerks-

betreiber errechnet werden. Die Erträge bilden die sich aus den Differenzen zwischen dem stündlichen Börsenpreis und den variablen Produktionskosten, multipliziert mit der erzeugten Strommenge je Stunde.

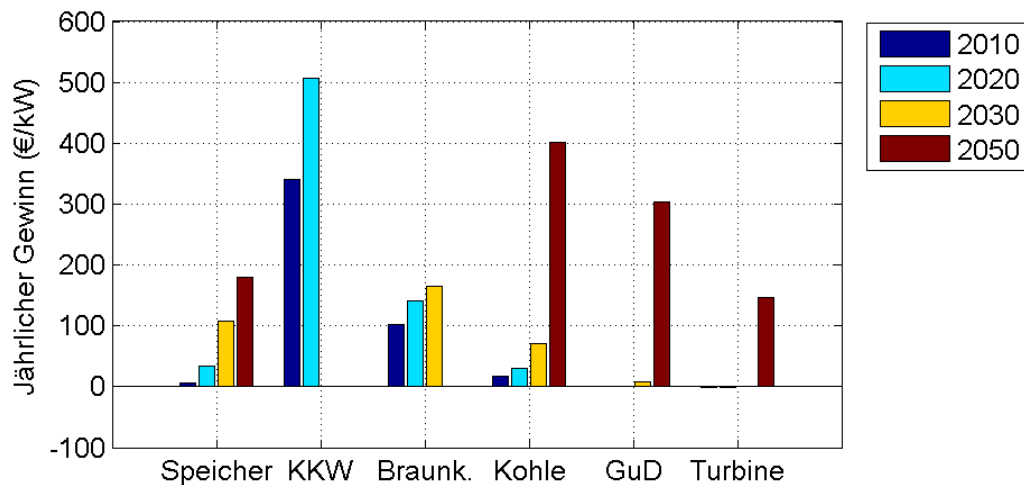


Abb. C-55: Kraftwerkserträge im Basisszenario

Die Erträge nehmen in 2050 stark zu. Dies erklärt sich anhand der steigenden Brennstoffpreise, des vermehrten Einsatzes von Gaskraftwerken und einem vermehrten Auftreten von Systemverletzungen, zu denen der oben erwähnte Maximalpreis erzielt wird. Außerdem beziehen sich die Erträge auf die installierten Kapazitäten, die zum Beispiel im Fall der Steinkohle in 2050 stark abnehmen. Die Speicher können dagegen, trotz eines Ausbaus der installierten Speicherkapazitäten, deutlich höhere Erträge erzielen. Die starke Differenzierung der Preise (Abb. C-52,) führt zu höheren Gewinnmargen für die Speicherkraftwerke. Die geringen Einsatzzeiten von GuD- und Gasturbinenkraftwerken vor 2050 spiegeln sich in den äußerst geringen Erträgen in diesen Jahren wieder.

Die Vorgabe einer Must-run Bedingung hat in 2030 und 2050 starke Auswirkungen auf die Erträge der Kraftwerke. Die Bedingung bewirkt, dass Kraftwerke weiterhin Strom erzeugen, obwohl sie nicht ihre variablen Kosten decken können. Der Verlustbetrieb wird gegenüber einer Verletzung der Systembedingungen bevorzugt. Die Must-run Bedingung führt gemäß Abb. C-45 zu einer verstärkten Abregelung von EE. In den Stunden, wo frei verfügbare Energie abgeregelt wird, sinkt der Strompreis auf Null. Die Nullpreisstunden nehmen demnach im Must-run Szenario zu und die durchschnittlichen Strompreise sinken um 25% (die Systemkosten verdoppeln sich dagegen in 2050). Die Abnahme des Strompreises spiegelt sich in den reduzierten Kraftwerkserträgen in Abb. C-56 wieder.

Falls die Must-run Bedingung zum Systembetrieb erforderlich ist, so muss sie mit Kompensationen für die betroffenen systemdienstleistenden Kraftwerke begleitet oder auf andere Art umgesetzt werden.

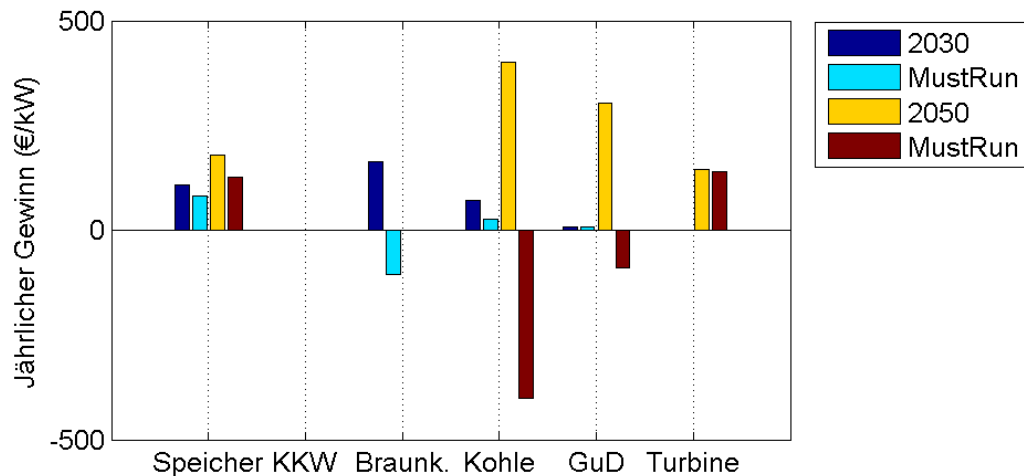


Abb. C-56: Kraftwerkserträge im Basis- und MustRun-Szenario

Die Laufzeitverlängerung hat ebenfalls Einfluss auf die Kraftwerkserträge. Aufgrund des verstärkten Einsatzes der Kernkraft sind bei übrigen konventionellen Kraftwerken deutliche Ertragseinbußen zu verzeichnen. Die Einkünfte der Braunkohlekraftwerke reduzieren sich um 40%, die der Steinkohlekraftwerke um mehr als 50%.

Die roten Linien in Abb. C-57 zeigen die Investitionskosten an, die theoretisch mit den Erträgen der Kraftwerke finanziert werden könnten (Lebensdauer: 25a; Zins: 10%). Während die Erträge der Kern- und Braunkohlekraftwerke immer ausreichend sind, um Investitionskosten von 3000 €/kW (KKW) bzw. 1000 €/kW (Braunkohle-KW) zu finanzieren, werden die anderen Kraftwerkstypen erst in 2050 rentabel.

Es zeigt sich deutlich, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen der in der Leitstudie unterstellte Ausbau der Spitzen- und, mit Abstrichen, auch der Mittellastkraftwerke ohne weitere Markteingriffe nicht zu erwarten ist. Dies gilt aber nur bis 2030 einschließlich. In 2050 werden sowohl von den Kohlekraftwerken als auch von den GuD- und Turbinenkraftwerken ausreichend hohe Erträge erzielt. Trotz einer hohen Einspeisung an EE kann der konventionelle Kraftwerkspark sich ab diesem Zeitpunkt folglich von selbst finanzieren. Dies ist möglich, weil, nach Wegfall der Grundlastkapazitäten (Braunkohle und Kernkraft), die Kohle- und Gaskraftwerke ausreichende Einsatzzeiten für einen rentablen Betrieb realisieren. Von Vorteil sind dabei die relativ geringen Investitionskosten dieser Kraftwerkstypen, die sich somit für einen zeitlich begrenzten Einsatz eignen. Allerdings muss auch berücksichtigt werden, dass ein Teil der Erträge in Zeiten realisiert werden, in denen der Strompreis auf Extremwerte springt.

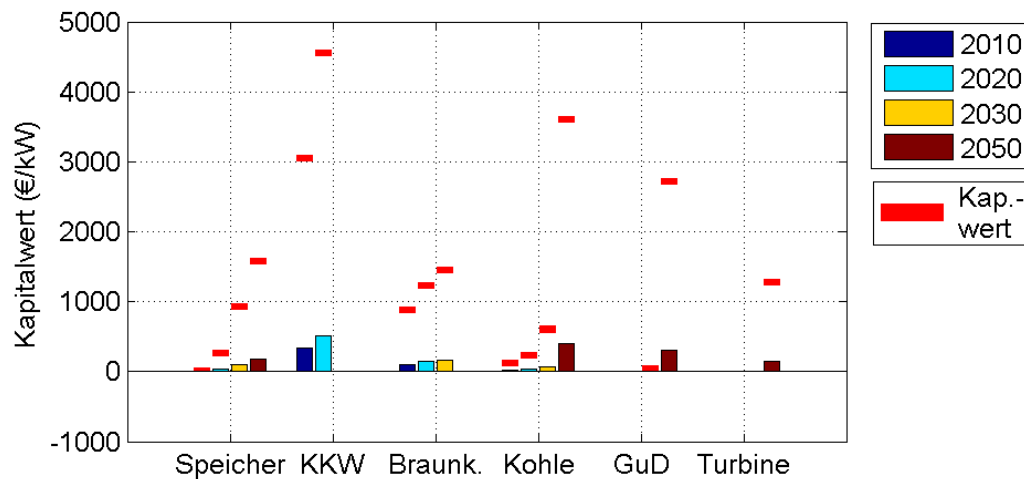


Abb. C-57: Äquivalente Kapitalwerte im Basisszenario

Speicherkraftwerke

Abb. C-57 zeigt, dass die jährlichen Speichererträge kontinuierlich zunehmen und ab 2030 die entsprechenden Kapitalwerte die 1.000 €/kW Grenze überschreiten. Abb. C-58 zeigt die Erträge und Kapitalwerte der Speicher aufgeschlüsselt auf die einzelnen Speicherarten: Pumpspeicher (PSP), Druckluftspeicher (CAES), Wasserstoffkavernenspeicher (H2) und Methanspeicherung über das Gasnetz (Methan). Für Pump- und Druckluftspeichern werden in der Literatur Investitionskosten von 1.500 €/kW und 800 €/kW angegeben ([58], wobei die Investitionskosten der Pumpspeicherkraftwerke stark standortabhängig sind und zwischen 600 und 3000 €/kW variieren können [59]. Die Speicher finanzieren sich demnach erst ab 2050 bzw. 2030 vollständig. Für die anderen beiden Speicherarten, die ab 2030 erwartet werden, liegen keine Werte vor.

Die höchsten Einnahmen werden von den Wasserstoffspeichern erzielt, die mit der Methanspeicherung die niedrigsten Wirkungsgrade haben (ca. 40%) im Gegensatz zu den Pump- und Druckluftspeichern mit Wirkungsgraden über 70%. Dies erklärt sich aus dem äußerst großen Speicherinhalt der Wasserstoffspeicher. Durch die starke Differenzierung der Preiskurve liegt in vielen Stunden ein Nullpreis vor. Das Speichern des Stromes ist daher kostenlos und der Wirkungsgrad verliert seine Bedeutung, solange eine ausreichend große Speicherkapazität vorhanden ist.

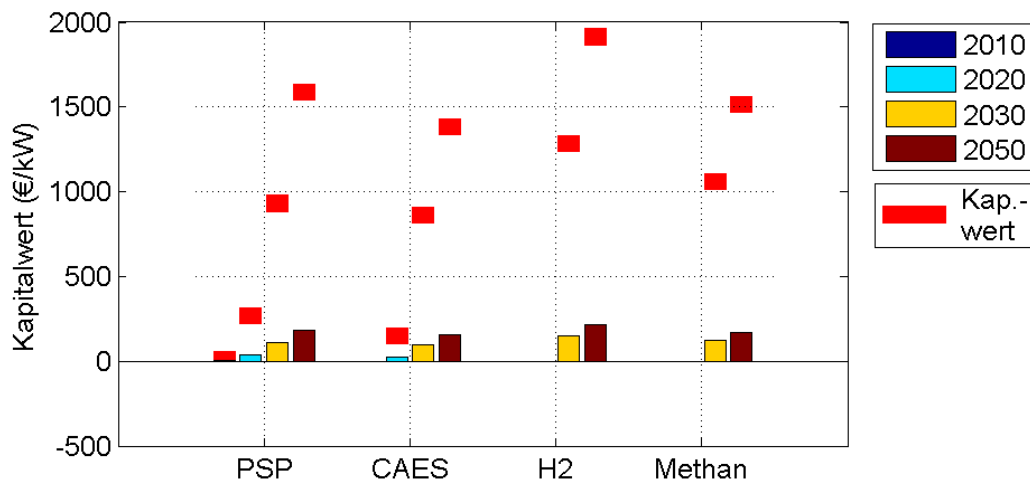


Abb. C-58: Äquivalente Kapitalwerte für Speicher im Basisszenario

Im bisherigen Teil der Untersuchung wurden Speicherkraftwerke aus betriebswirtschaftlicher Sicht betrachtet. Um auch den volkswirtschaftlichen Nutzen von zusätzlichen Speicherkraftwerken zu untersuchen, wurde ein weiteres Szenario erstellt. Es entspricht dem Basisszenario, außer dass für 2030 und 2050 6 GW zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten unterstellt sind. Die gesamte modellierte Speicherleistung erhöht sich damit in 2030 von 17 GW auf 23 GW und in 2050 von 23 GW auf 29 GW. In 2030 führt dies zu einer Reduzierung der Systembetriebskosten um 400 Millionen Euro (4.7%), der Emissionen um 3 Millionen Tonnen (3.5%) und die Abregelung von EE verringert sich von 15 TWh auf 10 TWh.

In 2050 tritt ein Sättigungseffekt ein und der positive Effekt der neuen Speicherkapazitäten fällt geringer aus. Die Betriebskosten in 2050 reduzieren sich um 2.7% und die Abregelung von EE verringert sich von 35 TWh auf 33 TWh. Durch einen frühen Speicherausbau können daher die Abregelung von EE und die Betriebskosten in 2030 deutlich verringert werden, während langfristig vermehrt saisonale Speicher benötigt werden.

Erlöse der Erneuerbaren Energien

Der durchschnittliche Verkaufspreis des Windstroms nimmt im Basisszenario aufgrund steigender Brennstoffpreise und damit steigender Strompreise zu. Ab 2020 werden Erträge erzielt, die in der Größenordnung der derzeit üblichen Einspeisetarifen von circa 70 €/MWh liegen. Bei einer marktbasierter Verwertung des Windstroms würde sich demnach, die hier unterstellte Brennstoffpreisentwicklung vorausgesetzt, nur eine geringe Einnahmenverringering ergeben. Es zeigt sich, dass der Merit-Order Effekt des Windstroms durch die Strompreiserhöhung überkompensiert wird.

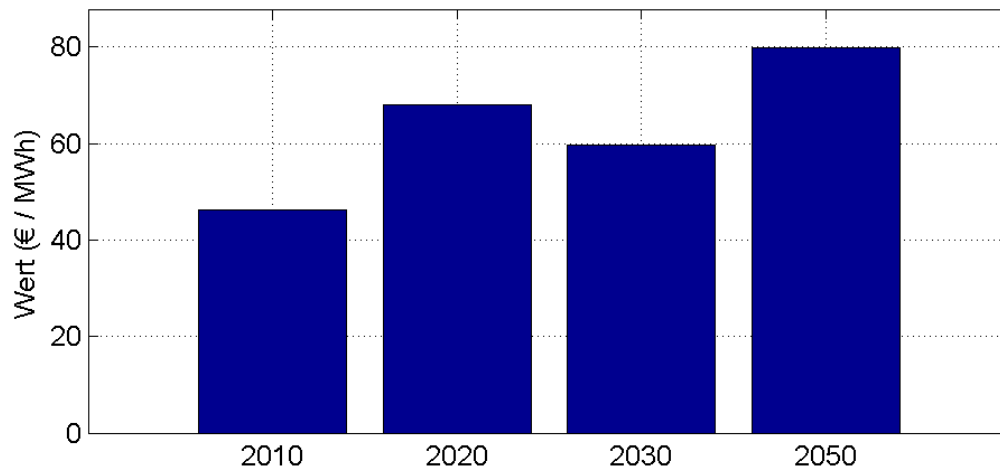


Abb. C-59: Durchschnittlicher, volumengewichteter Marktwert des Windstroms (Basisszenario)

Der durchschnittliche Marktwert des Photovoltaikstroms ist in Abb. C-60 gezeigt. Die erzielten Einnahmen sind mit denen des Windstroms vergleichbar.

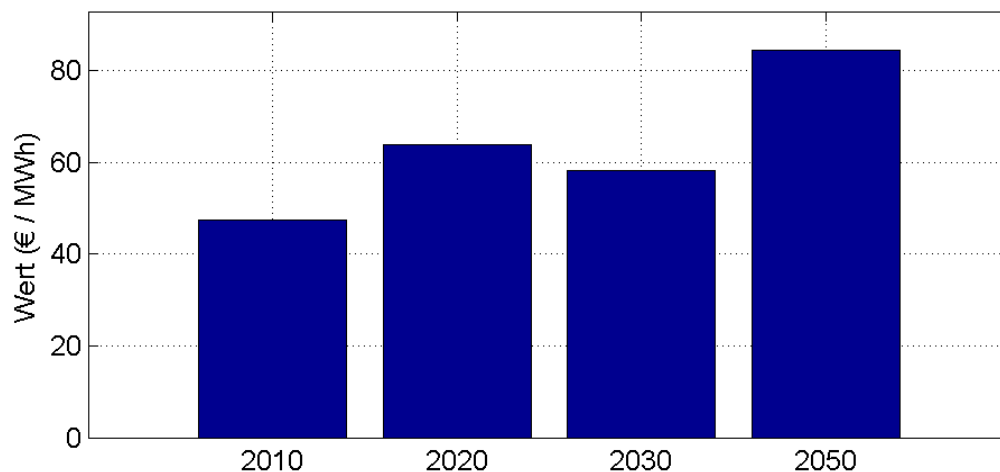


Abb. C-60: Durchschnittlicher Marktwert des Photovoltaikstroms (Basisszenario)

C.2.2.4 Technische Aspekte

Die unterschiedlichen Residuallasten und Kraftwerksparks der Szenarien äußern sich in Veränderungen des Kraftwerksbetriebes. Die Flexibilität des Kraftwerksbetriebs definiert sich neben der Erzeugung selbst vor allem durch den An/Aus-Status der Kraftwerke und das zugehörige Anfahrverhalten. So sind die Laständerungsgeschwindigkeiten bei angefahrenem Zustand für alle Kraftwerksarten relativ groß, vgl. Tab. C-30, und die limitierenden Faktoren für den flexiblen Betrieb sind daher die minimalen An- und Auszeiten sowie die Anfahrzeiten. Der An/Aus-Status der Kraftwerke ist für das Winterhalbjahr 2020 in Abb. C-61 dargestellt (jede Zeile entspricht einem Kraftwerk). Die Grundlastkraftwerke und die für das Modell kostenlos verfügbaren Biogasanlagen fahren im Dauerbetrieb. Gaskraftwerke werden nur selten benötigt.

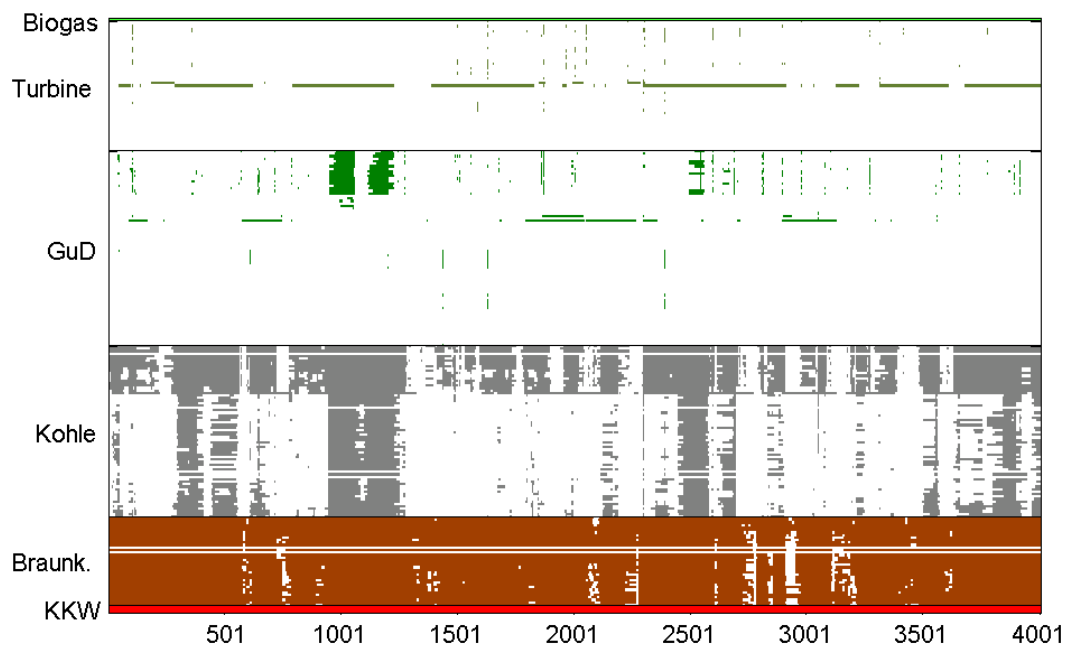


Abb. C-61: Kraftwerksbetrieb im Basisszenario in 2020 (dargestellt ist ein halbes Jahr)

Derselbe Zeitraum in 2030, Abb. C-62, zeigt einen wechselhafteren Kraftwerkseinsatz mit einer Zunahme der Anfahrten und kurzen Betriebszeiten. Grundlastbetrieb tritt nicht mehr auf. Der Betrieb der Braunkohlekraftwerke ist häufig unterbrochen. Auch die im Modell nahezu kostenlos verfügbare Stromerzeugung aus Biogasanlagen wird zeitweise heruntergefahren.

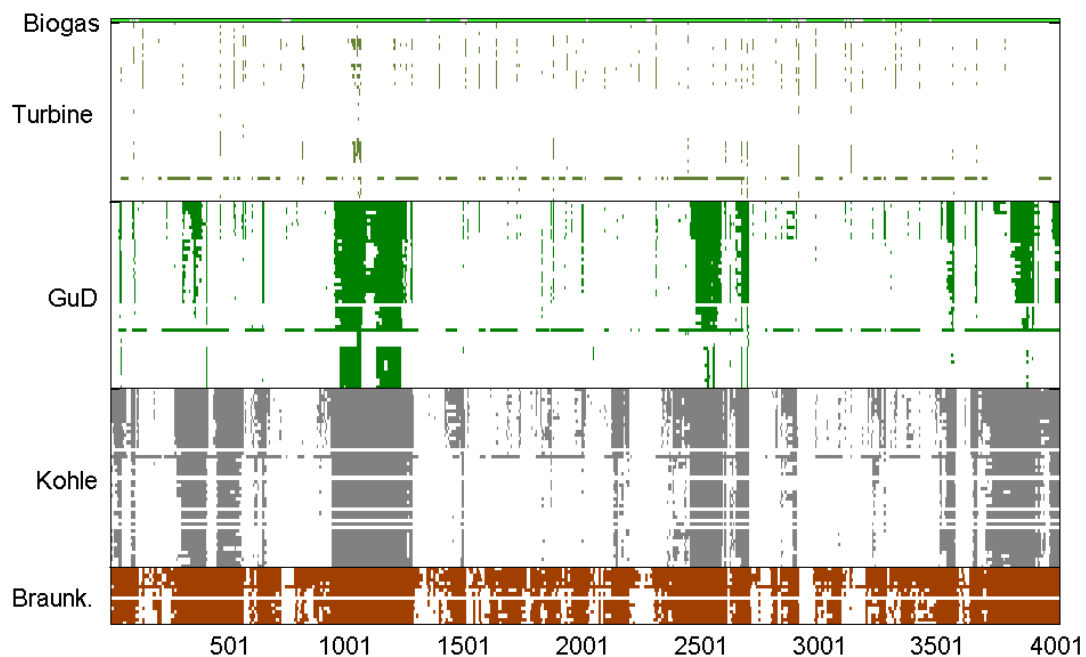


Abb. C-62: Kraftwerksbetrieb im Basisszenario in 2030

Die Zunahme der Startvorgänge bezogen auf die installierten Kraftwerke zeigt Abb. C-63. Die Anfahrvorgänge nehmen für alle Kraftwerksarten zu.

In 2030 werden Braunkohlekraftwerke viermal häufiger als in 2020 angefahren, und 26-mal häufiger als in 2010. Zwischen 2030 und 2050 ergibt sich bei den anderen Kraftwerksarten ebenfalls eine Zunahme der Startvorgänge.

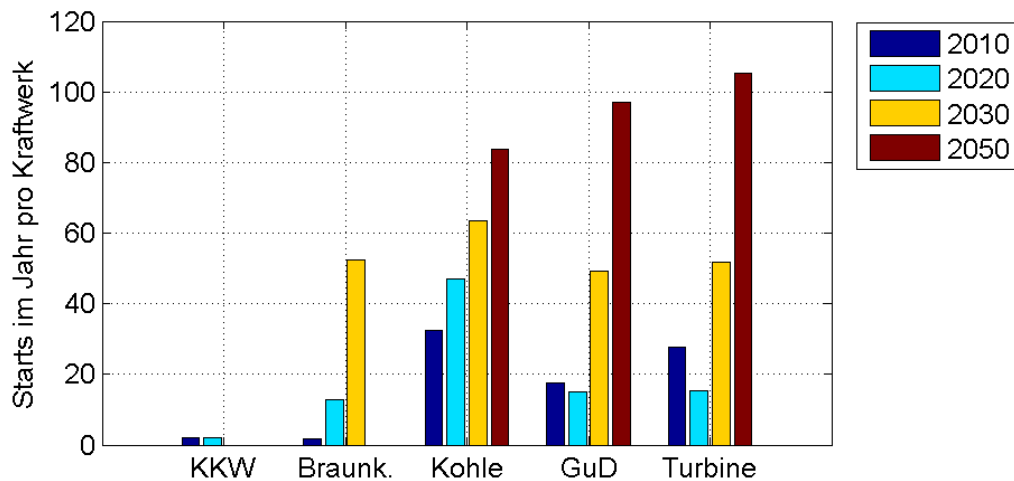


Abb. C-63: Starts pro Kraftwerk im Basisszenario

Beim Vergleich zwischen den Kraftwerkstypen ist zu beachten, dass die Startvorgänge auf die installierten Kraftwerke bezogen sind und nicht auf die erzeugte Elektrizität. Grundlastkraftwerke zeichnen sich durch wenige Startvorgänge bei einer hohen Stromproduktion aus, während Gasturbinen häufig für eine geringfügige Erzeugung gestartet werden. So liegen die Startvorgänge pro erzeugte GWh für Braunkohlekraftwerke bei 0,015, während es für Gasturbinen 4,5 sind.

Die Anfahrkosten und die minimalen Stillstandszeiten beschränken den Betrieb in wirtschaftlicher und technischer Hinsicht. So kann technisch eine kurze Stillstandszeit erlaubt sein, aber die hohen Anfahrkosten motivieren einen Betrieb ohne Abschalten. Andererseits kann ein kurzzeitiges Abschalten wegen niedriger Anfahrkosten aus Kostengründen vorteilhaft, doch aufgrund der minimalen Stillstandszeit nicht möglich sein. Zur Ermittlung der Sensitivität des Kraftwerksbetriebs hinsichtlich der Flexibilitätsparameter der Kraftwerke wurden zwei zusätzliche Analysen durchgeführt. Zum einen wurden Startkosten erhöht, so dass der Kraftwerkspark eine unflexiblere Charakteristik erhält, (Verdopplung der technischen oder wirtschaftlichen Mindeststillstandszeiten), zum anderen wurden Startkosten und Mindeststillstandszeiten reduziert. Die Sensitivität der Anzahl der Startvorgänge hinsichtlich der Flexibilitätsparameter zeigt Abb. C-64.

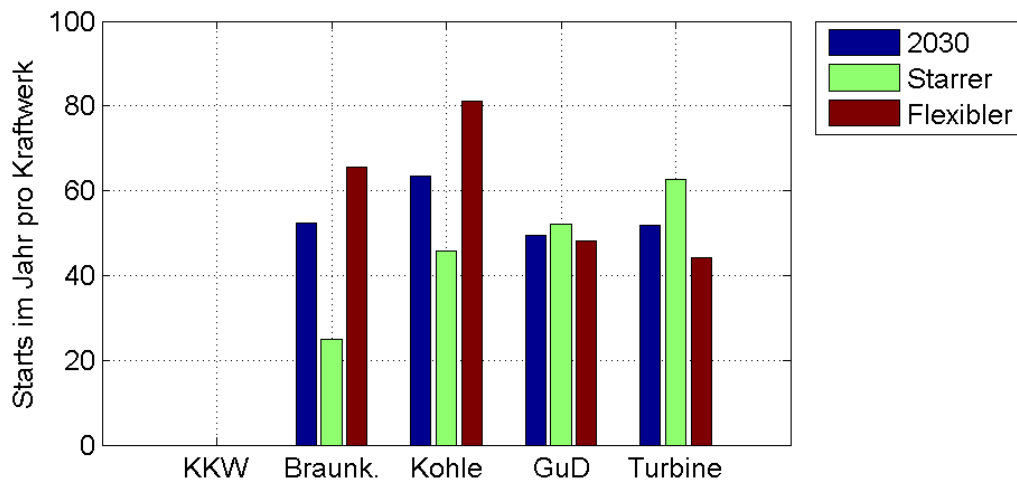


Abb. C-64: Sensitivität der Startvorgänge hinsichtlich der Flexibilitätsparameter in 2030

Die Veränderung der Flexibilität wirkt sich auf das Verhalten der Braun- und Steinkohlekraftwerke aus. Bei starrereren Flexibilitätsannahmen reduzieren sich die Startvorgänge und die Kraftwerke werden konstanter gefahren, eine höhere Flexibilität erlaubt dagegen einen unetigeren Betrieb. Die Veränderung der Flexibilität der Kraftwerke wird durch ein angepasstes, umgekehrtes Verhalten der Gaskraftwerke kompensiert.

Die Flexibilität hat aber auch Einfluss auf die Abregelung von EE. Eine Erhöhung der Flexibilität kann die notwendige Abregelung von EE im Jahr 2030 um rund 1 TWh (6% der bisherigen Abregelung) reduzieren, bei einer Senkung der Flexibilität erhöht sie sich um rund 1 TWh.

Die Flexibilität der Kraftwerke hat weiterhin Auswirkungen auf die Systembetriebskosten. Die untersuchte Erhöhung der Flexibilität ergibt ein jährliches Einsparungspotenzial zwischen 200 und 600 Millionen Euro (2% - 7%). Auf Basis dieser Betriebskosteneinsparung allein lassen sich damit Investitionen in der Größenordnung zwischen 2 und 6 Mrd. Euro volkswirtschaftlich rechtfertigen. Die Maßnahme würde gleichzeitig zu einer Reduktion von CO₂ Emissionen von 0,6 bis 1,2 Millionen Tonnen p.a. (0,7% - 1,4%) führen.

Der Betrieb der Kraftwerke ist neben den Startvorgängen auch durch typische Stillstandszeiten charakterisiert. Die Zunahme der Startvorgänge zwischen den Modelljahren spiegelt sich dementsprechend in der Zunahme kurzer Stillstandszeiten wieder. Abb. C-65 zeigt für 2020 die durchschnittliche Häufigkeit der Stillstandszeiten pro Kraftwerk für verschiedene zeitliche Auflösungen. Bei Braunkohlekraftwerken tritt eine kurze Stillstandszeit von nur elf Stunden im Schnitt viermal pro Jahr auf.

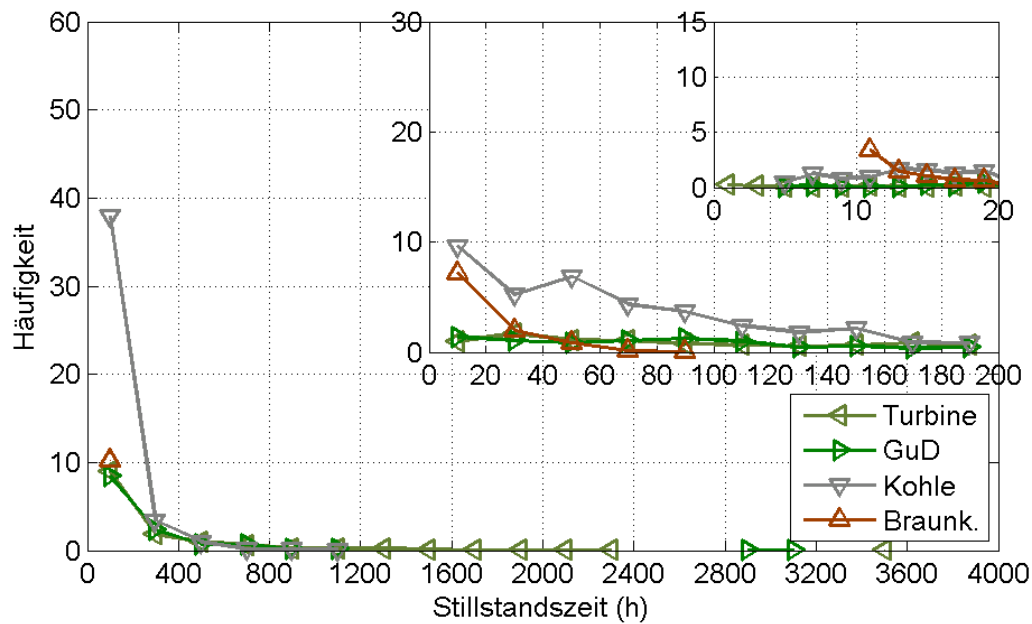


Abb. C-65: Stillstandszeiten pro Kraftwerk im Basisszenario in 2020

Die Zunahme der Stillstandszeiten im Jahr 2030 gibt Abb. C-66 wieder. Braunkohlekraftwerke sind jetzt dreimal so häufig für kurze Zeit ausgeschaltet wie im Jahr 2020. Auch bei den anderen Kraftwerkstypen ergibt sich eine Anhäufung kurzer An- und Auszeiten.

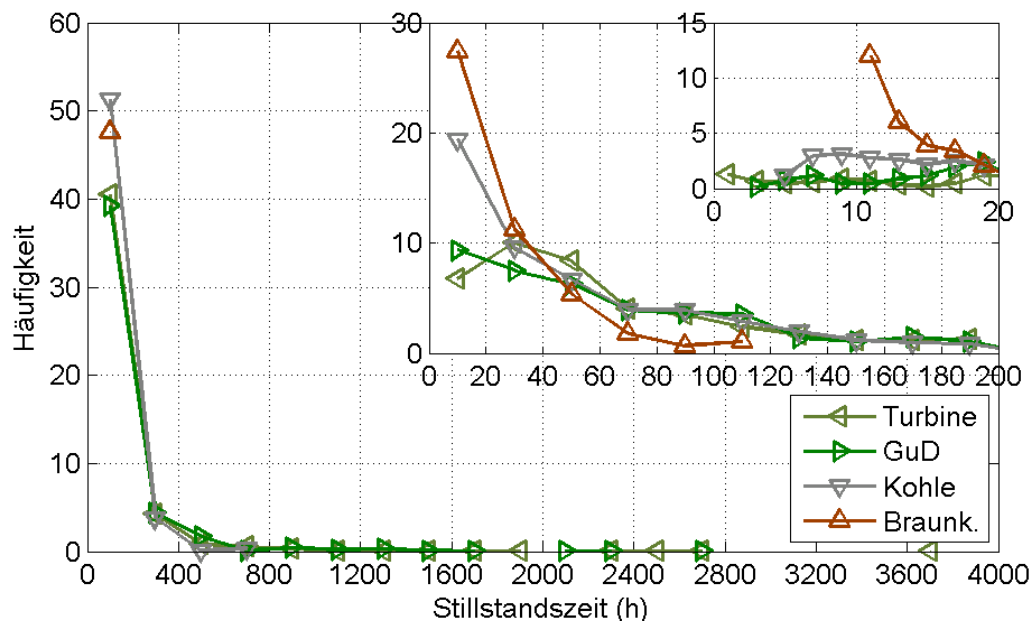


Abb. C-66: Stillstandszeiten pro Kraftwerk im Basisszenario in 2030

Ein weiterer bedeutender technischer Aspekt ist die Vorhaltung von Reservekapazitäten. Die Vorhaltung von der notwendigen Höhe von Primär- und Sekundärreserve ist prinzipiell unproblematisch.³⁶ Dies gilt sowohl für negative also auch für positive Reserve. Dies zeigt sich in Form

³⁶ Davon ausgenommen sind einzelne Stunden in 2050, in denen generell nicht genügend Kapazitäten im System vorhanden sind und Systemverletzungen auftreten.

der Reservepreisen, die fast immer bei Null liegen. Bedingung für die unkritische Reservevorhaltung ist die Bereitstellung von Reserve durch Speichereinheiten. Speicherkraftwerke sind zum Ausgleich der fluktuierenden Residuallast die meiste Zeit in Betrieb und bieten sich somit für die Bereitstellung der sich drehenden Reserve (Primär- und Sekundärregelreserve) an. Biogasanlagen operieren die meiste Zeit aufgrund ihrer bevorzugten Einspeisung und stehen daher für die Bereitstellung negativer Reserve meistens zur Verfügung. Demgemäß würden sich auch andere EE Anlagen mit speicherbarer Energie wie Biomasse oder Geothermie für die Bereitstellung negativer Reserve eignen (hier nicht im Modell abgebildet). Abb. C-67 zeigt die Vorhaltung der Regelreserve summiert über die jeweilige Bereitstellungszeit³⁷.

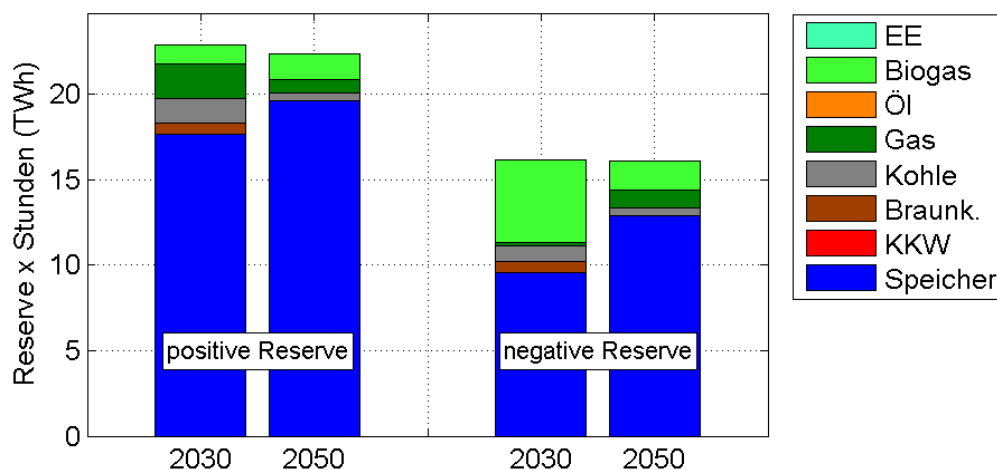


Abb. C-67: Bereitstellung von Primär- und Sekundärreserve im Basisszenario

Die Vorhaltung positiver Minutenreserve, hier nicht gezeigt, ist ebenfalls unkritisch, da in ausreichender Zahl Gasturbinen zur Verfügung stehen, die diese Reserveart kostenlos bereitstellen.

Eine weitere Option ist die Flexibilisierung von Biogasanlagen. Im Fall einer ungesteuerten Biogasstrom einspeisung aus einer installierten Kapazität von 2,9 GW (Modelljahr 2030) ergibt sich eine eingespeiste Energiemenge von rund 25 TWh. Wird die Biogaskapazität flexibel eingesetzt, muss die installierte Leistung auf 3,4 GW erhöht werden, um die gleiche Energiemenge zu erzeugen.

Eine Flexibilisierung der Biogasanlagen führt zu folgenden positiven Effekten:

- Die Gesamteinspeisung aus Erneuerbaren Energien (einschließlich Biogas) steigt durch die sinkende Abregelung von EE um knapp 2.8 TWh (0.9%),
- die Systembetriebskosten sinken um 200 Millionen Euro (2.3%), und
- die CO₂Emissionen verringern sich um 1 Million Tonnen (1.2%).

³⁷ Die Abbildung zeigt nicht den im Modell nicht abgebildeten Einsatz der Regelreserve, sondern nur die Vorhaltung. Der Reserveeinsatz wird nicht modelliert, sondern Prognoseabweichungen werden im Intraday-Markt ausgeglichen. Bei einer Modellierung des Reserveeinsatzes würden die Grenzkosten der Kraftwerke für den Speichereinsatz Gewicht bekommen.

C.2.3 Schlussbetrachtung / Handlungsempfehlungen

Die hier vorgenommenen Modellierungen zeigen, dass spätestens ab dem Jahr 2030 temporär hohe Überschüsse an EE-Leistung auftreten werden, die unter den im Modell angenommenen Rahmenbedingungen nicht verwendet werden können.

Unter diesen Bedingungen wird angenommen, dass es notwendig werden wird, zeitweise einen Teil der EE-Anlagen aufgrund der temporären Überschüsse (mehr EE-Strom als absolute Nachfrage) abzuregeln.

Abregelung von EE im großen Umfang (mehr als 1% der Nachfrage) wird, auch bei optimalem Netzausbau, ab 2030 unter den hier gegebenen Rahmenbedingungen erforderlich. Sie kann nur durch einen erheblichen Zubau von Speicherkapazitäten oder durch eine Steuerung der regelbaren EE-Anlagen zu vermindern sein.

Ein sehr starker Ausbau an Speichertechnologien ist aber aus heutiger Sicht eine sehr kostenintensive Lösung.

Es müssen daher regulatorische Lösungen für die Ausgestaltung der Abregelung von EE erarbeitet werden, um einerseits den Ausbau der EE nicht zu gefährden und andererseits die Speicherbarkeit von Primärenergie bei bestimmten EE-Technologien zu berücksichtigen. Abregelung könnte beispielsweise durch einen pauschalen Aufschlag auf die EEG-Vergütungssätze erfolgen. Eine ähnliche Wirkung hätte das Angebot negativer Regelleistung durch EE.

Die Problematik der Abregelung von EE verschärft sich, wenn große thermische Kraftwerke aus Systemstabilitätsgründen (Must-Run Bedingung) in Betrieb gelassen werden müssten. Die Abregelung von EE verdoppelt sich bei einer solchen Vorgabe ab 2020. Aufgrund der hohen Relevanz der Must-Run Bedingung ist deren Rechtfertigung zu überprüfen.

Der Einsatz von Lastmanagement und dezentralen Speichern trägt zu einer Reduktion der Abregelung von EE und zu einem effizienteren Systembetrieb bei. So kann die Abregelung von EE um 20% reduziert werden, wie beispielsweise in 2030 von 15 TWh auf 12 TWh. Der effizientere Betrieb führt in 2030 zu einer Reduktion der variablen Kosten von 5%.

Die CO₂ Emissionen des Kraftwerksparks betragen im Basisszenario in 2030 85 Millionen Tonnen und in 2050 25 Millionen Tonnen. Braunkohlekraftwerke werden dabei den größten Teil der Emissionen verursachen. Für eine weitergehende Emissionsreduktion ist daher bei den Braunkohlekraftwerken anzusetzen. Dies gilt vor allem auch für die schon bestehenden Kraftwerke.

Die zunehmende Einspeisung durch Erneuerbare Energien führt zu einer Ausdifferenzierung der Preiskurve. Sowohl Hochpreisstunden als auch Nullpreisstunden nehmen zu. Die markttechnische Behandlung von Hochpreisstunden ist daher wichtig. Die Setzung eines Preislimits kann den Anreiz, in Spitzenlastkraftwerke zu investieren, deutlich verringern. Hier sind nach Möglichkeit langfristige Lösungen zu schaffen, um sichere Rahmenbedingungen für Investitionen zu schaffen.

So ist es fraglich, ob Mittel- und Spitzenlastkraftwerke ihre Investition amortisieren können. Aufgrund des hohen Bestandes an Grundlast-

kraftwerken und der abnehmenden Nachfrage sind diese Kraftwerke nicht rentabel und der Preis wird oft von Mittellastkraftwerken gesetzt. Mit einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken verstärkt sich dieser Effekt. Auch regulatorisch festgelegte Preisobergrenzen könnten zudem künftig die Möglichkeit, mit nur wenigen Volllaststunden die notwendige Refinanzierung und eine angemessene Rendite zu erwirtschaften, verhindern.

Der in 2050 angenommene konventionelle Kraftwerkspark kann seine Investitionskosten erwirtschaften. Dies wird durch das Wegfallen der Grundlastkraftwerke möglich. Die Investition in Gaskraftwerke ist daher solange kritisch, solange ein großer Anteil an Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken im System vorhanden ist.

Die Speicherkapazitäten erzielen in 2030 und 2050 Erträge, die Investitionskosten in Höhe von 1.000 €/kW und 1.600 €/kW finanzieren könnten. In den früheren Szenariojahren fallen die Einnahmen niedriger aus und der mittelfristige Speicherausbau ist daher fraglich. Zusätzliche Speicherkapazitäten in Höhe von 6 GW könnten aber im Jahre 2030 den Systembetrieb optimieren und die Abregelung von EE um 33% sowie Systemkosten und Emissionen um 3-5% verringern. Der Ausbau von jetzt verfügbaren Speichertechnologien sollte daher frühzeitig angereizt werden.

Es zeigt sich außerdem, dass bei dem für das Jahr 2050 angenommenen hohen Anteil EE die Größe des Speicherinhaltes deutlich wichtiger als der Wirkungsgrad ist, da in den Nullpreisstunden die Energie ohnehin gratis verfügbar ist. Die Forschung und Entwicklung von Speichertechnologien wäre daher in Richtung größerer Speicherinhalte und saisonaler Speicher anzustoßen.

Die Aussage, dass die Vermarktung von dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien (insbesondere Windenergie) durch den Merit-Order Effekt verhindert würde, lässt sich nicht verallgemeinern. Unter den in diesem Projekt getroffenen Annahmen, insbesondere zur Steigerung der Gaspreise, Erlösen Windenergie und Photovoltaik in etwa den Durchschnittspreis.

Die künftige Bereitstellung von Reserveleistung ist kein begrenzender Faktor für den Ausbau Erneuerbarer Energien. Die Primär- und Sekundärreservebereitstellung von Pumpspeicherkraftwerken ist sehr kosteneffizient. Hemmnisse zu ihrer Nutzung sind daher auszuräumen. Allerdings können die räumliche Verteilung und entsprechende Netzengpässe begrenzende Faktoren dafür sein.

Die Bereitstellung von Minutenreserve ist aufgrund der verfügbaren Gasturbinenkapazitäten problemlos. Zur Bereitstellung negativer Primär- und Sekundärreserve bieten sich auch Kraftwerke der Erneuerbaren Energien und insbesondere die Biogaseinheiten an, bei denen die Stromerzeugung ohne Verluste zeitlich verschoben werden kann.

Eine flexible Biogaseinspeisung ist, wie schon oben angedeutet, ab 2030 vor allem auch wichtig, um bei einer hohen Einspeisung aus fluktuierenden Stromquellen die Stromproduktion reduzieren zu können. Da die Energie sich bei den Biogaseinheiten für eine begrenzte Zeit speichern lässt, kann mit einer flexiblen Biogaseinspeisung die Abregelung von fluktuierenden EE vermindert werden. Der flexible Einsatz von Biogasanlagen kann die Abregelung von EE in 2030 um rund 15 % reduzieren. Bei dieser Betrachtung wurde unterstellt, dass keine

Speicherrestriktionen herrschen und die installierte Erzeugungsleistung von 2,9 GW auf 3,4 GW erhöht wird.

Die Flexibilisierung der Biogaseinspeisung könnte außerdem die Systembetriebskosten und Emissionen um 2% beziehungsweise 1% verringern. Zu beachten ist aber, dass eine flexible Biogaseinspeisung mehr Erzeugungskapazität bei den Anlagen voraussetzt, wenn dieselbe Biogas- bzw. Stromproduktion erreicht werden soll.

Die erhöhte Einspeisung aus Erneuerbaren führt zu einer Zunahme des flexiblen Kraftwerkbetriebs. Die Anfahrvorgänge der installierten Kraftwerke und die Häufigkeit kurzer Stillstandszeiten nehmen deutlich zu. Das Teillastverhalten verändert sich dagegen nicht grundsätzlich. Der zukünftige Kraftwerkspark ist daher auf eine verstärkt dynamische Fahrweise vorzubereiten. Eine Erhöhung der dynamischen Flexibilität aller Kraftwerke, der installierten und der hinzukommenden, kann in 2030 die Abregelung von EE um 6-12% reduzieren und die Systembetriebskosten um 2-7%. Die Berücksichtigung von Netzengpässen könnte zusätzliche Anforderungen an die Flexibilität aufzeigen, wenn sich die Fluktuationen der Restlast regional konzentrieren. Die Ergebnisse beziehen sich also auf ein optimal ausgebautes Netz.

Des Weiteren ist anzumerken, dass mit den hier unterstellten Szenarien die Kompatibilität von Kernkraft und Erneuerbaren Energien hinsichtlich der Flexibilitätsanforderungen nicht untersucht werden konnte. In den Modelljahren 2020 und 2030 wirkt sich eine Laufzeitverlängerung von 10 Jahren diesbezüglich nicht aus. In 2020 ist aufgrund der hohen Restlast der Dauerbetrieb der Kernkraftwerke weiterhin möglich, während in 2030 der Bestand an Kernkraftwerken aufgrund des gewählten Verlängerungszeitraumes für eine aussagekräftige Analyse zu gering ist.

D Anhang:

D.1 Die Regelungen zum Engpassmanagement im EnWG, im KWKG und im EU-Recht in ihrer Bedeutung für das EEG

D.1.1 Einleitung

Problemstellung

Die Übertragungs- und Versorgungsnetze sollten an sich möglichst in jeder Situation in der Lage sein, den erzeugten EE-Strom aufzunehmen und zu den Verbrauchern zu transportieren. Knappe Übertragungskapazitäten, fluktuierende Einspeisemengen, extreme Verbrauchsschwankungen, schwankende Transitanteile oder betriebliche und technische Störungen können dazu führen, dass dies nicht immer gewährleistet ist.

Mit der in § 8 Abs. 1 EEG verankerten Pflicht der Netzbetreiber zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung des gesamten angebotenen Stroms aus „Erneuerbaren Energien und Grubengas“ (im Folgenden: EEG-Strom³⁸) soll sichergestellt werden, dass der betreffende Strom bei Engpässen in den Netzen gleichwohl abgenommen und weitergeleitet wird. Die Netzbetreiber können die Abnahme, Übertragung und Verteilung auf Grund der Vorrangregelung nicht mit der Begründung verweigern, das Netz sei durch anderweitigen, konventionell erzeugten Strom ausgelastet. Anderenfalls würden sie sich nach § 280 BGB schadensersatzpflichtig machen.³⁹

Mit der Vorrangregelung des § 8 Abs. 1 EEG korrespondiert die Bestimmung des § 4 Abs. 1 Satz 1 KWKG, nach der (auch) auf Grundlage des KWKG zuschlagsberechtigter KWK-Strom durch den Netzbetreiber vorrangig abzunehmen ist (im Folgenden: KWKG-Strom⁴⁰). Hierbei stellt § 4 Abs. 1 Satz 2 KWKG klar, dass diese Verpflichtung mit denjenigen aus § 8 Abs. 1 EEG gleichrangig ist – EEG-Strom also seinerseits gegenüber KWK-Strom keinen Abnahmevorrang genießt.

Allerdings kann es praktisch durchaus zu Engpasssituationen kommen, in denen die Anwendung der Vorrangregelungen aus § 8 Abs. 1 EEG und § 4 Abs. 1 KWKG allein nicht weiterhilft. Das betrifft

- einerseits Fälle, in denen das jeweilige Netz allein durch EEG- und KWKG-Strom überlastet ist oder zu werden droht – in denen sich also kein konventioneller Strom (mehr) in dem jeweiligen Netz befindet und die Kapazität dennoch nicht ausreicht,

³⁸ Mit der Bezeichnung „EEG-Strom“ soll vereinfacht deutlich werden, dass auch Strom aus Grubengas erfasst ist (welches keine erneuerbare Energie darstellt). Zu beachten ist jedoch, dass die Bestimmung des § 11 Abs. 1 EEG zum EEG-Einspeisemanagement darüber hinaus auch Strom aus erneuerbaren Energien umfassen dürfte, für den kein Vergütungsanspruch nach dem EEG besteht (vgl. Schumacher, ZUR 2009, 522, 523 f.).

³⁹ Bönning, in: Reshöft, EEG, § 8 Rdnr. 13.

⁴⁰ Mit der Bezeichnung „KWKG-Strom“ ist KWK-Strom gemeint, dessen Abnahme gemäß § 4 Abs. 1 Satz 1 KWKG Vorrang genießen soll. Anderweitiger KWK-Strom unterfällt nicht dem Abnahmevorrang und erlangt deshalb im Rahmen von EEG-Einspeisemanagement und EnWG-Engpassmanagement rechtlich keine Sonderstellung.

- andererseits drohende oder bereits bestehende Engpasssituationen, in denen sich neben dem EEG- und KWKG-Strom auch konventionell erzeugter Strom im Netz befindet.

Der erstgenannte Fall wird in den §§ 11 und 12 EEG einer spezifischen Lösung zugeführt (EEG-Einspeisemanagement). Die betreffenden Vorschriften als solche sollen hier nicht im Einzelnen betrachtet werden, weil sie Gegenstand anderer Teile des wissenschaftlichen Berichts sind (insb. in fachlicher Hinsicht Vorhaben III zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts). Allerdings ist es unvermeidlich, die Wechselwirkungen, Überschneidungen und Konkurrenzen zwischen den §§ 11 und 12 EEG einerseits und den Bestimmungen des EnWG-Engpassmanagements andererseits mit in die Betrachtung einzubeziehen. Für Situationen, in denen sich neben dem EEG- und KWKG-Strom noch Strom aus anderen Quellen im Netz befindet, ist durch die Rechtsvorschriften nicht ausdrücklich und eindeutig geklärt, ob und ggf. inwieweit entweder die §§ 11 und 12 EEG oder die Bestimmungen des § 13 EnWG zum energiewirtschaftsrechtlichen sog. Engpassmanagement⁴¹ (für die Verteilnetze in Verbindung mit § 14 EnWG) zur Anwendung kommen. Dadurch kann es zu erheblichen Unsicherheiten für die Beteiligten kommen, die sich unter Umständen negativ auf die weitere Entwicklung der EE- und KWK-Nutzung auswirken können.

Leitfragen

Für die vorliegende Untersuchung stellen sich hinsichtlich der Anwendungsfälle des § 13 EnWG (sowie für die Verteilnetze ggf. des § 14 EnWG) zwei übergeordnete Leitfragen:

- Sind die Bestimmungen des EnWG im Zusammenspiel mit denen des EEG klar genug formuliert und untereinander abgestimmt, um für die verschiedenen in der Praxis anzutreffenden Fallsituationen hinreichende Rechtssicherheit zu bieten?
- Sind die Bestimmungen des EnWG auf die mit dem EEG intendierte stetige Steigerung des Anteils der EE an der Stromerzeugung adäquat zugeschnitten oder besteht insofern Verbesserungsbedarf?

Aufbau der Darstellung

Für die Beantwortung dieser beiden Fragen ist es im ersten Schritt erforderlich, die Rechtslage im Überblick darzustellen und hierbei die wesentlichen rechtlichen Probleme zu identifizieren (Kap. D.1.2). Dabei sind auch die Bestimmungen des einschlägigen EU-Rechts mit zu betrachten. Anschließend wird es zunächst um die Zuordnung der verschiedenen Fallsituationen zu den einzelnen Vorschriften und damit um die Abgrenzung der Anwendungsbereiche zwischen den betreffenden Regelungen des EnWG und des EEG gehen (womit vor allem Fragen der Formulierung und Abstimmung anzusprechen sind – Kap. D.1.3), bevor sich die Betrachtung dann den für die Fragestellung relevanten

⁴¹ Der Terminus „Engpassmanagement“ wird hier aus Gründen der vereinfachten Darstellung verwendet. Er ist an sich zu eng, weil er nicht alle von § 13 Abs. 3 EnWG beschriebenen Gefährdungslagen umfasst.

Einzelfragen der Auslegung, Anwendung und (ggf.) Veränderung der einzelnen Regelungen im EnWG widmen wird (Kap. D.1.4 bis D.1.8).

D.1.2 Die maßgebenden Rechtsvorschriften und Problemstellungen

D.1.2.1 Deutsches Recht

D.1.2.1.1 Die engpassbezogenen Vorschriften im Energiewirtschaftsrecht

Die energiewirtschaftlichen Bestimmungen zum Engpassmanagement befinden sich – unter der Überschrift **„Systemverantwortung der Netzbetreiber“** – in § 13 EnWG. Die zentralen Regelungen enthalten die Absätze 1 und 2.

§ 13 EnWG hat folgenden Wortlaut:

„(1) Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind Betreiber von Übertragungsnetzen berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch

1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen, und
2. marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelernergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven

zu beseitigen. Bei netzbezogenen Maßnahmen nach Satz 1 sind die Verpflichtungen nach § 8 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und nach § 4 Abs. 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes zu berücksichtigen. Bei Maßnahmen nach Satz 1 ist nach sachlich energiewirtschaftlichen Grundsätzen im Sinne des § 1 Abs. 1 vorzugehen.

(2) Lässt sich eine Gefährdung oder Störung durch Maßnahmen nach Absatz 1 nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so sind Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Zusammenarbeit nach § 12 Abs. 1 berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. Bei einer erforderlichen Anpassung von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen sind insbesondere die betroffenen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Stromhändler soweit möglich vorab zu informieren.

(3) Eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone liegt vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.

(4) Im Falle einer Anpassung nach Absatz 2 ruhen bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle hiervon jeweils betroffenen Leistungspflichten. Soweit bei Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2 Maßnahmen getroffen werden, ist insoweit die Haftung für Vermögensschäden ausgeschlossen. Im Übrigen bleibt § 11 Abs. 2 unberührt.

(5) Über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen sind die hiervon unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde unverzüglich zu informieren. Auf Verlangen sind die vorgetragenen Gründe zu belegen.

(6) Reichen die Maßnahmen gemäß Absatz 2 nach Feststellung eines Betreibers von Übertragungsnetzen nicht aus, um eine Versorgungsstörung für

lebenswichtigen Bedarf im Sinne des § 1 des Energiesicherungsgesetzes abzuwenden, muss der Betreiber von Übertragungsnetzen unverzüglich die Regulierungsbehörde unterrichten.

(7) Zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen haben Betreiber von Übertragungsnetzen jährlich eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und auf dieser Grundlage notwendige Maßnahmen zu treffen. Das Personal in den Steuerstellen ist entsprechend zu unterweisen. Über das Ergebnis der Schwachstellenanalyse und die notwendigen Maßnahmen hat der Übertragungsnetzbetreiber jährlich bis zum 31. August der Regulierungsbehörde zu berichten.“

Zur Erläuterung können die wesentlichen Inhalte der einzelnen Absätze wie folgt zusammengefasst werden:

- Nach § 13 Abs. 1 EnWG sind die Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, im Falle von Gefährdungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems oder Störungen netz- und marktbezogene Maßnahmen zu ergreifen. Netzbezogene Maßnahmen sind solche, die sich allein auf den Netzbetrieb beziehen und keine Auswirkungen auf Einspeisungen und Abnahmen haben (z.B. Netzschaltungen). Marktbezogene Maßnahmen schließen darüber hinaus auch eine Einflussnahme auf Einspeisung und Abnahmen ein, jedoch ausschließlich solche, die auf vertraglicher Grundlage getroffen werden. Die Wahrnehmung der beiden Maßnahmengruppen hat nach überwiegender Auffassung untereinander stufenweise zu erfolgen, so dass der Netzbetreiber im ersten Schritt mit netzbezogenen Maßnahmen vorgehen muss, um den Eintritt von Engpassfällen zu vermeiden.⁴²
- § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet die Netzbetreiber, sofern die Maßnahmen nach Absatz 1 nicht ausreichen – also erst auf einer sich davon abhebenden eigenständigen Stufe –, als sog. Notfallmaßnahmen weitergehende Anpassungen vorzunehmen oder solche zu verlangen. Auf dieser Grundlage können sie selbst Erzeugungsanlagen Dritter abregeln oder vom Netz nehmen bzw. Entsprechendes von den Betreibern verlangen – wozu sie nach Absatz 1 der Vorschrift nicht berechtigt sind. Erst mit diesem „harten“ Engpassmanagement nach § 13 Abs. 2 EnWG können die Netzbetreiber also einseitig in Rechte Dritter eingreifen.⁴³
- Absatz 3 der Vorschrift definiert, was unter einer die Anwendung der Absätze 1 und 2 auslösenden Gefährdungslage zu verstehen ist. Erfasst sind einerseits Kapazitätsengpässe, andererseits auch Gefährdungen der Systemstabilität. In Anbetracht dessen ist darauf hinzuweisen, dass der verbreitete und auch im Rahmen dieser Ausarbeitung verwendete Begriff des „Engpassmanagements“ eigentlich zu eng gefasst ist, weil er nicht sämtliche von § 13 abs. 3 EnWG adressierten Arten von Gefährdungen für das Elektrizitätssystem wiedergibt.

⁴² So ausdrücklich die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 15/3927, 57. In diesem Sinne auch Schumacher, ZUR 2009, 522, 526 ff.; Salje, EnWG, § 13 Rdnr. 15 f.; de Wyl/ Hartmann/ Hilgenstock, IR 2006, 199/201 f.; Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 8; ablehnend demgegenüber Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. (2008) § 13 Rdnr. 9 ff.; ebenso Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht, 44.

⁴³ Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 12 ff./19 ff.; de Wyl/Hartmann/ Hilgenstock, IR 2006, 199/202; Salje, EnWG, § 13 Rdnr. 15.

- Nach Absatz 4 ruhen für die Zeit der Anwendung von Absatz 2 die Leistungsansprüche (Satz 1). Soweit Maßnahmen nach Absatz 2 getroffen werden, ist insoweit eine Haftung für Vermögensschäden ausgeschlossen (Satz 2), sofern sich aus einer Rechtsverordnung nichts anderes ergibt (Satz 3 i.V.m. § 11 Abs. 2).
- Absatz 5 regelt Informationspflichten gegenüber den unmittelbar Betroffenen und der Regulierungsbehörde.
- Absatz 6 sieht eine weitergehende Informationspflicht für den Fall vor, dass Maßnahmen nach Absatz 2 nicht ausreichen.
- Absatz 7 verlangt von den Netzbetreibern zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen eine jährliche Schwachstellenanalyse, die Veranlassung von Gegenmaßnahmen und eine Berichterstattung gegenüber der Regulierungsbehörde.

Nach **§ 14 Abs. 1 EnWG** gelten die §§ 12 und 13 des Gesetzes für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind. Für die nachfolgende detaillierte Betrachtung kann § 14 Abs. 1 EnWG vernachlässigt werden, weil er über die Verweisung auf § 13 EnWG hinaus keine eigenständige Bedeutung hat.

Ergänzend zu §§ 13, 14 EnWG bestimmt **§ 15 Stromnetz-zugangsverordnung (StromNZV)** unter der Überschrift „Engpassmanagement“:

„(1) Betreiber von Übertragungsnetzen haben im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren das Entstehen von Engpässen in ihren Netzen und an den Kuppelstellen zu benachbarten Netzen mit Hilfe von netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen zu verhindern, die auch die Zusammenarbeit der Betreiber von Übertragungsnetzen einschließen kann.

(2) Lässt sich die Entstehung eines Engpasses mit Hilfe von Maßnahmen nach Absatz 1 nicht vermeiden, so sind Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften.

(3) Die Erlöse, die Netzbetreiber aus der Durchführung der Engpassbewirtschaftung erzielen, sind unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden, hierfür zurückzustellen oder entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen. Die Erlöse, die Netzbetreiber aus der Durchführung der Engpassbewirtschaftung erzielen, sind von den Betreibern von Übertragungsnetzen zu dokumentieren. Die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde vorzulegen.

(4) Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, Engpässe in ihrem Netz unverzüglich und in geeigneter Form, zumindest aber auf ihrer Internetseite, zu veröffentlichen und den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen soweit möglich unverzüglich elektronisch mitzuteilen. Die Veröffentlichung und Mitteilung müssen enthalten:

1. die zur Verfügung stehende Gesamtkapazität,
2. die Übertragungsrichtung, in der der Engpass auftritt, und
3. die prognostizierte Dauer.

(5) Die Absätze 1 bis 4 gelten auch für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen.“

Gemäß § 27 Abs. 1 Nr. 10 StromNZV kann die zuständige Regulierungsbehörde nähere Einzelheiten zur Bewirtschaftung von Engpässen und zu deren Veröffentlichung festlegen. Eine weitere engpassbezogene Vorschrift findet sich auf Verordnungsebene in **§ 7 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV)**. Dort wird für bis Ende 2012 neu angeschlossene Erzeugungsanlagen (unabhängig von der Art der eingesetzten Energie) ein jeweils für zehn Jahre geltender **Vorrang** des Netzzugangs in Fällen von Engpässen ausgesprochen:

„§ 7 Netzzugang bei Engpässen

(1) Anschlussnehmern steht nach Maßgabe der Absätze 2 und 3 ein Anspruch auf bevorzugten Netzzugang im Fall von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz zu.

(2) Berechtigt sind Anschlussnehmer,

1. die bis zum 31. Dezember 2007 ein Netzanschlussbegehren mit vollständigen Angaben nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 an den Netzbetreiber gerichtet haben und
2. deren Erzeugungsanlage in der Zeit vom 1. Januar 2007 bis zum 31. Dezember 2012 an das Netz angeschlossen wird oder ausschließlich aufgrund von Umständen, die sie nicht zu vertreten haben, erst zu einem späteren Zeitpunkt an das Netz angeschlossen werden kann.

(3) Der Anspruch auf bevorzugten Netzzugang nach Absatz 1 ist auf zehn Jahre ab dem Datum der ersten Netzeinspeisung, spätestens jedoch ab dem 31. Dezember 2012, befristet. Er hat zum Inhalt, dass abweichend von § 15 Abs. 2 der Stromnetzzugangsverordnung von dem Netzbetreiber im Fall eines Engpasses die Bereitstellung von Leitungskapazität ohne die Erhebung von zusätzlichen Entgelten verlangt werden kann. Würde durch die Ausübung von Rechten nach Absatz 1 mehr als die Hälfte der verfügbaren Leitungskapazität in Anspruch genommen, so sind die bevorzugten Netzzugangsrechte anteilig zu kürzen.“

§ 7 KraftNAV wirft die Frage auf, in welchem Verhältnis der dort gewährte Vorrang zu den Vorrangbestimmungen des EEG und des KWKG steht. Insofern ist zu beachten, dass die Vorschriften des EEG und des KWKG gemäß § 1 Abs. 2 Satz 2 KraftNAV ausdrücklich unberührt bleiben. Daraus ist zu schließen, dass § 7 KraftNAV nur greift, soweit sich aus dem in § 8 Abs. 1 EEG bzw. § 4 Abs. 1 KWKG geregelten generellen Vorrang von EEG- und KWKG-Strom nichts anderes ergibt. Praktisch läuft das darauf hinaus, dass die für den vorrangigen Zugang von EEG- und KWKG-Strom benötigte Netzkapazität nicht zu der nach § 7 KraftNAV verfügbaren Kapazität zählt⁴⁴, dem EEG- und KWKG-Vorrang also seinerseits Vorrang vor der Privilegierung nach § 7 KraftNAV gebührt.⁴⁵ Das folgt im Übrigen schon aus dem Umstand, dass es sich bei § 7 KraftNAV um eine gegenüber förmlichen Gesetzen nachrangige Bestimmung einer Rechtsverordnung handelt, deren Regelungen hinsichtlich ihrer Wirkung im Verhältnis zum EEG nicht weiter gehen können, als es *gesetzlich* vorgesehen ist.

⁴⁴ Überzeugend Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 20 Rdnr. 206.

⁴⁵ Hartmann, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 7 KraftNAV Rdnr. 64 mit Bezug auf die Verordnungsbegründung in BR-Drs. 283/07, S. 23..

D.1.2.1.2 Die engpassbezogenen Regelungen von EEG und KWKG und deren Bedeutung für das EnWG-Engpassmanagement

Die ebenfalls auf die Bewältigung von Engpasssituationen zugeschnittene Vorschrift des **§ 11 EEG** zum „Einspeisemanagement“ hat einen kleineren Anwendungsbereich als § 13 EnWG. Die Vorschrift hat folgenden Wortlaut:

„§ 11 Einspeisemanagement

(1) Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln, soweit

1. andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,
2. sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und
3. sie die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Die Regelung der Anlagen nach Satz 1 darf nur während einer Übergangszeit bis zum Abschluss von Maßnahmen im Sinne des § 9 erfolgen.

(2) Die Rechte aus § 13 Abs. 1 und § 14 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 bestehen gegenüber Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas fort, soweit die Maßnahmen nach Absatz 1 nicht ausreichen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten.

(3) Netzbetreiber sind verpflichtet, auf Anfrage denjenigen Anlagenbetreiberinnen und -betreibern, deren Anlagen von Maßnahmen nach Absatz 1 betroffen waren, innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorzulegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahmen vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 3 erhobenen Daten vorzulegen.“

Die Bestimmung erstreckt sich demzufolge allein auf Situationen, in denen andernfalls (ohne das Einspeisemanagement) die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch Strom aus „Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas“ überlastet wäre.⁴⁶ Sie gestattet unter den in Absatz 1 genannten Voraussetzungen, die betreffenden Anlagen zu regeln. Die Erforderlichkeit ist gegenüber den Anlagenbetreibern nach Maßgabe von § 11 Abs. 3 EEG nachzuweisen.

Als gesetzliche Spezialregelung geht § 11 EEG in seinen Anwendungsfällen grundsätzlich dem § 13 EnWG vor.⁴⁷ Ergänzend bestimmt § 11 Abs. 2 EEG, dass die Rechte der Netzbetreiber „aus den nach § 13 Abs. 1 und § 14 Abs. 1“ des EnWG gegenüber den betreffenden Anlagenbetreibern fortbestehen, „soweit die Maßnahmen nach Absatz 1 nicht ausreichen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu gewährleisten“.

⁴⁶ Zur Vereinfachung wird im Kontext der vorliegenden Ausarbeitung von „EEG- und KWKG-Anlagen“ gesprochen.

⁴⁷ Eingehend Schumacher, ZUR 2009, 522, 526 ff.

Das EEG geht demnach von einem partiellen Nebeneinander der Anwendung von § 11 EEG und §§ 13/14 EnWG aus. Umgekehrt wird im EnWG an zwei Stellen mit Bedeutung für das EEG-Einspeisemanagement ausdrücklich Bezug auf das EEG genommen. Zum einen legt **§ 2 Abs. 2 EnWG** für das Energiewirtschaftsgesetz fest:

„Die Verpflichtungen nach dem EEG und dem KWKG bleiben vorbehaltlich des § 13, auch in Verbindung mit § 14, unberührt.“

Zum anderen heißt es in § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG:

„Bei netzbezogenen Maßnahmen nach Satz 1 sind die Verpflichtungen nach § 8 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und nach § 4 Abs. 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes zu berücksichtigen.“

Was aus diesen Bestimmungen einerseits des EEG und andererseits des EnWG für das Verhältnis der betrachteten Einzelregelungen konkret zu folgern ist, wird in den nachfolgenden Kapiteln näher zu erörtern sein.

Die Ermächtigung der Netzbetreiber zum Einspeisemanagement nach § 11 EEG wird durch weitere Regelungen flankiert:

- Auf der einen Seite ist wichtig, dass dem EEG unterfallende Anlagen (also Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas) ab einer Leistung von 100 Kilowatt mit geeigneten technischen Einrichtungen zur Regelbarkeit ausgestattet werden müssen, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf (**§ 6 EEG**, ab 2011 gemäß § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG auch entsprechende Altanlagen).
- Auf der anderen Seite wird die „Härte“ des Einspeisemanagements dadurch abgemildert, dass die betroffenen Anlagenbetreiber zu entschädigen sind (**§ 12 Abs. 1 EEG**, sog. Härtefallregelung), wobei die Netzbetreiber die betreffenden Kosten unter bestimmten Voraussetzungen bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte in Ansatz bringen können (§ 12 Abs. 2 EEG). Anderweitige Schadensersatzansprüche der Anlagenbetreiber bleiben unberührt (§ 12 Abs. 3 EEG).

Vergleichbare Regelungen finden sich im EnWG nicht. Im Gegenteil: § 13 Abs. 4 Satz 2 EnWG schließt bei Anwendung des „harten“ Engpassmanagements von § 13 Abs. 2 EnWG Haftungsansprüche der betroffenen Anlagenbetreiber ausdrücklich aus.

Das **KWKG** enthält seinerseits kein eigenständiges Regelungssystem zum Umgang mit Engpasssituationen. Insofern ist aber zu beachten, dass nach dem KWKG zuschlagsberechtigter KWK-Strom (in dieser Ausarbeitung bezeichnet als „KWKG-Strom“) nach § 11 Abs. 1 EEG im Hinblick auf das EEG-Einspeisemanagement ohnehin – jedenfalls grundsätzlich – mit EEG-Strom gleichgestellt wird. Damit korrespondiert die Bestimmung des § 4 Abs. 1 Satz 2 KWKG, nach der die Vorrangpflichten des KWKG mit denjenigen aus § 8 Abs. 1 EEG gleichrangig sind.

Die Bestimmungen des KWKG und ihre Wechselwirkung mit jenen aus EnWG und EEG werden innerhalb der vorliegenden Ausarbeitung noch an anderer Stelle vertieft angesprochen (siehe unten, D.1.8).

Nicht ganz eindeutig ist, ob § 11 Abs. 1 EEG nur auf diejenigen KWK-Anlagen anzuwenden ist, die bereits nach dem früheren KWKG (in der

Fassung von 2002) zuschlagsberechtigt waren, oder ob zusätzlich auch jene KWK-Anlagen erfasst werden, die erst durch die zeitlich nach der letzten EEG-Novelle erfolgte Novellierung des KWKG im Jahr 2009 in die Zuschlagsberechtigung einbezogen wurden. Hierauf soll später im speziellen Kapitel über die Regelungen zum Bereich KWK eingegangen werden (siehe unten, D.1.8.3.1).

In den EEG-Bestimmungen fällt des Weiteren auf, dass KWKG-Anlagen zwar nach § 11 Abs. 1 EEG in das EEG-Einspeisemanagement einbezogen werden, die Betreiber von KWK-Anlagen jedoch nach dem Wortlaut der einschlägigen Bestimmungen nicht zugleich auch der Verpflichtung aus § 6 EEG unterliegen, ihre Anlagen mit geeigneten technischen Regeleinrichtungen auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf. Hieraus können sich unter Umständen Nachteile für EEG-Anlagen ergeben, weil es praktisch nicht möglich ist, ohne steuerbare Regeleinrichtungen ausgestattete KWK-Anlagen (z.B. größere mit Braunkohle betriebene KWK-Werke) im Rahmen des Einspeisemanagements abzuregeln, so dass die Abregelung dann vorrangig die übrigen Anlagen, insbesondere die EEG-Anlagen treffen würde.⁴⁸ Hierzu wird in der Rechtsliteratur die Auffassung vertreten, die Verpflichtung zur Ausstattung mit Regeleinrichtungen aus § 6 EEG sei analog auch auf KWKG-Anlagen anzuwenden.⁴⁹ Auch auf diese Problematik wird in dem speziellen Kapitel über Regelungen zur KWK noch einmal zurückzukommen sein (siehe unten, D.1.8.3.2).

Zu klären ist außerdem, ob und ggf. inwieweit die Entschädigungsbestimmungen des § 12 EEG auch auf Strom aus KWKG-Anlagen Anwendung finden (siehe unten, D.1.8.3.3).

D.1.2.1.3 Folgerungen – Problemstellungen

Die Gegenüberstellung der wesentlichen Regelungsinhalte von § 13 EnWG einerseits und den §§ 11, 12 EEG andererseits macht deutlich, dass es wichtig ist, die Anwendungsfälle der beiden Regimes klar voneinander abzugrenzen. Denn auf Anhieb ist nicht für alle Fallgestaltungen von Engpasssituationen eindeutig, welche Vorschriften jeweils einschlägig sind. Die hierzu veröffentlichte Rechtsliteratur lässt, auch wenn sich hinsichtlich einiger Punkte eine Klärung abzeichnet, noch zahlreiche Fragen offen.⁵⁰ Soweit ersichtlich gibt es zum Ganzen auch noch keine klärende Rechtsprechung. Im September 2010 veröffentlichte die Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Problematik die Konsultationsfassung eines Leitfadens, zu dem eine Vielzahl von Stellungnahmen der einschlägigen Verbände eingegangen ist, dessen Berücksichtigung in einer Endfassung des Leitfadens noch aussteht.⁵¹

⁴⁸ Anders wäre dies, wenn § 11 Abs. 1 EEG die Netzbetreiber dazu ermächtigen würde, die betreffenden Anlagen nicht nur „zu regeln“, sondern – wie es in § 13 Abs. 2 EnWG formuliert ist – die Stromerzeugung „anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen“.

⁴⁹ So Schumacher in ZUR 2009, 522/524.

⁵⁰ Vgl. insb. die instruktiven Erörterungen Schumachers in ZUR 2009, 522/526 ff.; ferner die Kommentierungen: Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 15 ff. und 24; Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG; Salje, EnWG, § 13 Rdnr. 20 sowie ders., EEG, § 4 Rdnr. 35; Schäfermeier, in: Reshöft, EEG, § 11 Rdnr. 25 ff.; des Weiteren Müller, in: Loibl/Maslaton/von Bredow, Biogasanlagen im EEG 2009, 193 ff.

⁵¹ Bundesnetzagentur: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Konsultationsfassung vom 29. Juli 2010. Download (auch der dazu eingegangenen Stellungnahmen) unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cdn_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEGEinspeisemanagement_Basepage.html?nn=65116.

Insbesondere ist nach dem Wortlaut der Vorschriften nicht eindeutig, wie in Fällen zu verfahren ist, in denen sich außer EEG- und KWKG-Strom noch konventioneller Strom im Netz befindet und dieser durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht aus dem Netz genommen wird oder werden kann. Das kann vor allem dann vorkommen, wenn sich mengenmäßig relevante, nicht oder nur begrenzt regelbare konventionelle Grundlastkraftwerke am Netz befinden. Hierzu fragt sich im ersten Schritt, ob es in derartigen Fällen den Netzbetreibern gestattet ist, gegenüber den EEG- und KWKG-Anlagenbetreibern das EEG-Einspeisemanagement zur Anwendung zu bringen. Wenn das nicht zulässig sein sollte, fragt sich weiter, ob dann in derartigen Fällen § 13 Abs. 2 EnWG einheitlich gegenüber allen Anlagen zur Anwendung kommt oder lediglich gegenüber den konventionellen Anlagen, so dass erforderlichenfalls anschließend das EEG-Einspeisemanagement anzuwenden ist.

Soweit nicht eindeutig sein sollte, welche Rechtsvorschriften jeweils zur Anwendung kommen (müssen), lässt es sich nicht ausschließen, dass die Entscheidung zur Anwendung des einen oder anderen Regimes durch wirtschaftliche Erwägungen der Netzbetreiber beeinflusst wird. Hierbei können insbesondere die unterschiedlichen Folgeregelungen der Vorschriften über die Haftung eine Rolle spielen:

- Bei Anwendung des Einspeisemanagements besteht seitens der Betreiber der Stromerzeugungsanlagen für die eingetretenen wirtschaftlichen Nachteile (insb. den Vergütungsverlust) ein Entschädigungsanspruch nach § 12 Abs. 1 EEG, im Rahmen der Engpassregelungen von § 13 Abs. 2 EnWG jedoch nicht.
- Zugleich entfallen gemäß § 13 Abs. 4 Satz 2 EnWG beim „harten“ Engpassmanagement nach § 13 Abs. 2 EnWG auch sämtliche „normalen“ zivilrechtlichen Haftungsansprüche für Vermögensschäden, während diese beim EEG-Engpassmanagement bestehen bleiben (§ 12 Abs. 3 EEG).
- Auf der anderen Seite kann ins Gewicht fallen, dass die Netzbetreiber die Entschädigungszahlungen unter den Voraussetzungen des § 12 Abs. 2 Satz 1 EEG bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen dürfen, so dass die Netzbetreiber die Kosten in diesem Falle mittelbar auf die Allgemeinheit der Stromverbraucher abwälzen können. Dadurch relativieren sich die Nachteile von § 11 EEG für die Netzbetreiber, und dessen Anwendung kann für sie sogar vorteilhaft sein, falls ein Eigeninteresse daran bestehen sollte, mit den EEG- und KWKG-Anlagen konkurrierende Grundlastkraftwerke dadurch weiter am Netz halten zu können.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob es Situationen geben kann, in denen den Netzbetreibern praktisch ein Wahlrecht zwischen der Anwendung beider Vorschriften zusteht – oder ob die Anwendungsbereiche der verschiedenen Vorschriften hinreichend trennscharf voneinander abgegrenzt sind. Die vorliegende Ausarbeitung befasst sich hiermit in Kap. D.1.3 (insb. unter D.1.3.4).

Eine daran anknüpfende und zugleich darüber hinausgehende Frage ist, ob und ggf. inwieweit dem im EEG und im KWKG angelegten Übertragungsvorrang eine praktische Bedeutung *innerhalb* der Anwendung der beiden Bestimmungen aus § 13 Abs. 1 und 2 EnWG

zukommt. Mit anderen Worten: Ob und ggf. inwieweit die Netzbetreiber bei Anwendung der beiden energiewirtschaftlichen Vorschriften gehalten sind, die Vorrangbestimmungen aus dem EEG und dem KWKG (jedenfalls sinngemäß) zum Tragen zu bringen – oder ob der grundsätzliche Einspeisevorrang bei Anwendung der Vorschrift schlicht bedeutungslos ist. Diese Problematik wird in Kap. D.1.4 näher beleuchtet.

Von besonderem Interesse ist schließlich, ob es notwendig und/oder sinnvoll ist, die in § 12 EEG aufgestellten Bestimmungen über Entschädigungsansprüche für EEG- und KWKG-Anlagen auch auf bestimmte Anwendungsfälle von § 13 Abs. 2 EnWG zu übertragen (siehe dazu Kap. D.1.5.).

D.1.2.2 EU-Recht

D.1.2.2.1 *Richtlinien zum Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Förderung der erneuerbaren Energien*

Die 2009 verabschiedete, bis zum 3. März 2011 in nationales Recht umzusetzende neue **Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG**⁵² enthält im Hinblick auf Aspekte der Netzkapazität einige grundlegende Bestimmungen. Speziell hinsichtlich der Behandlung von Strom aus erneuerbaren Energien verweist sie jedoch in Art. 15 Abs. 3 auf die betreffenden Regelungen der ebenfalls 2009 verabschiedeten, ihrerseits bis zum 5. Dezember 2010 in nationales Recht umzusetzenden neuen Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen⁵³ (EE-Richtlinie). Die Vorschrift trägt die Überschrift „Inanspruchnahme und Ausgleich von Kapazitäten“ und trägt folgenden Wortlaut:

„(3) Ein Mitgliedstaat verpflichtet die Netzbetreiber dazu, dass sie bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen auf der Grundlage erneuerbarer Energiequellen im Einklang mit Artikel 16 der Richtlinie 2009/28/EG handeln. Die Mitgliedstaaten können dem Netzbetreiber auch zur Auflage machen, dass er bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten.“

Der insofern maßgebende Art. 16 Abs. 2 der **EE-Richtlinie 2009/28/EG** lautet seinerseits wie folgt:

„(2) Vorbehaltlich der zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen, auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien, die von den zuständigen nationalen Behörden festgelegt werden,

- a) gewährleisten die Mitgliedstaaten, dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilernetze in ihrem Hoheitsgebiet die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gewährleisten;
- b) sehen die Mitgliedstaaten außerdem entweder einen vorrangigen Netzzugang oder einen garantierten Netzzugang für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen vor;
- c) stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Betreiber der Übertragungsnetze beim Abrufen von Elektrizitätserzeugungsanlagen auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien Erzeugungsanlagen Vorrang gewähren, in denen erneuerbare Energiequellen eingesetzt werden,

⁵² ABI. EU Nr. L 211, 55.

⁵³ ABI. EU Nr. L 140, 16.

soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems dies zulässt. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergriffen werden, um Beschränkungen der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen möglichst gering zu halten. Werden umfassende Maßnahmen zur Beschränkung der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen ergriffen, um die Sicherheit des nationalen Elektrizitätssystems und die Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die zuständigen Netzbetreiber diese Maßnahmen der zuständigen Regelungsbehörde melden und angeben, welche Abhilfemaßnahmen sie zu treffen beabsichtigen, um unangemessene Beschränkungen zu vermeiden.“

Damit werden die nationalen Gesetzgeber nicht nur legitimiert, sondern ausdrücklich verpflichtet, zugunsten von Strom aus erneuerbaren Energien Vorrangregelungen für die Netznutzung zu schaffen. Aus Buchstabe c) Satz 1 der Bestimmung geht hervor, dass dieser Vorrang seine Grenze lediglich in der Gewährleistung eines sicheren Betriebes des nationalen Elektrizitätssystems hat („soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems dies zulässt“).

Daraus ist zu schließen, dass Einspeisungen von Strom aus erneuerbaren Energien auch in Engpassfällen Vorrang einzuräumen ist, solange eine Durchbrechung des Vorrangs nicht erforderlich ist, um die Systemstabilität sicherzustellen.⁵⁴ Deutschland ist verpflichtet, die Bestimmungen des § 13 EnWG auf diese Anforderung einzustellen.

D.1.2.2.2 Verordnung über Netzzugangsbedingungen im grenzüberschreitenden Stromhandel

Noch bis zum 2. März 2011 wird der grenzüberschreitende Stromtransport durch die **Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 2009** „über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel“⁵⁵ geregelt. Vom 3. März 2011 an wird an deren Stelle die **Verordnung (EG) Nr. 714/2009** „über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003“⁵⁶ treten.

Die Bestimmungen der beiden EG-Verordnungen verpflichten die im Elektrizitätsmarkt tätigen Unternehmen dazu, bestimmte Bedingungen einzuhalten, um einen reibungslosen und diskriminierungsfreien grenzüberschreitenden Stromhandel sicherzustellen. Als EG-Verordnungen gelten die Vorschriften unmittelbar gegenüber den Unternehmen und bedürfen keiner regelungstechnischen Umsetzung durch die Mitgliedstaaten. Sie stehen regelungstechnisch damit neben § 13 EnWG und § 15 StromNZV, gehen diesen im Konfliktfall vor und werden durch diese nicht ersetzt.

Gegenstand der EG-Verordnungen sind diverse Regelungen über den *grenzüberschreitenden* Stromhandel, zu denen unter anderem auch Bestimmungen über das Engpassmanagement gehören. Die 2009 in Kraft getretene und ab 3. März 2011 geltende Verordnung (EG) Nr. 714/2009 bringt insbesondere eine institutionelle Zusammenarbeit der

⁵⁴ So auch Schumacher, ZUR 2009, 522/528 f.

⁵⁵ ABI. EU Nr. L 176, S. 1.

⁵⁶ ABI. EU Nr. L 211, S. 15.

Übertragungsnetzbetreiber unter dem Dach des neu gebildeten „Europäischen Netzes der Übertragungsnetzbetreiber“ (ENTSO)⁵⁷ mit sich. Hinsichtlich des Umgangs mit Engpasssituationen im grenzüberschreitenden Stromhandel bringt die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 gegenüber der bisher noch geltenden EG-VO Nr. 1228/2003 keine wesentlichen Änderungen mit sich.

Die Bestimmungen fordern von den Netzbetreibern im Speziellen, etwaigen *Engpässen* mit „nichtdiskriminierenden marktorientierten Lösungen“ zu begegnen, und zwar „vorzugsweise (...) mit Methoden, die keinen Unterschied zwischen den Verträgen einzelner Marktteilnehmer“ machen (so einerseits Art. 6 Abs. 1 der EG-VO Nr. 1228/2003, andererseits Art. 16 Abs. 1 der EG-VO Nr. 714/2009). Unter einem „Engpass“ wird dabei verstanden: „eine Situation, in der die Verbindungsleitung zwischen nationalen Übertragungsnetzen verschiedener Mitgliedstaaten wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitung und/oder der betreffenden nationalen Übertragungsnetze nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann“ (so Art. 2 Abs. 2 c) der EG-VO Nr. 1228/2003 sowie der EG-VO Nr. 714/2009).

Im Verhältnis zu den Bestimmungen des EEG stellt sich die Frage, ob die Vorgaben der EG-VOen zum Engpassmanagement so verstanden werden können, dass sie den in § 8 EEG festgelegten *Übertragungsvorrang* für EE-Strom einschränken. Die EG-VOen äußern sich nicht konkret dazu, ob und inwieweit im Rahmen des „Engpassmanagements“ Rücksicht auf nationale Bestimmungen zum Übertragungsvorrang von EE-Strom genommen werden darf. Daher erscheint es denkbar, die Vorschriften so auszulegen, dass auch nationalgesetzlich angeordnete Vorrangbestimmungen für die Übertragung von EE-Strom im Engpassfall zurückzutreten haben sollen.

Eine solche Interpretation erweist sich bei näherer Betrachtung indessen nicht als belastbar:

- Ihr ist *erstens* schon vom Wortlaut her entgegen zu halten, dass Art. 6 Abs. 1 EG-VO Nr. 1228/2003 sowie Art. 16 Abs. 1 EG-VO Nr. 714/2009 im Falle von Engpässen nur die Unterscheidung zwischen „Verträgen“ mit verschiedenen Marktteilnehmern untersagen, während es hier um *gesetzliche* Vorrangbestimmungen geht.
- *Zweitens* ist zu beachten, dass sich der EU-Gesetzgeber in Art. 15 Abs. 3 der parallel ergangenen neuen Elektrizitätsbinnenmarktlinie 2009/72/EG dazu entschieden hat, den Mitgliedstaaten nach Maßgabe von Art. 16 der EE-Richtlinie 2009/28/EG entsprechende Vorrangregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien ausdrücklich zu gestatten (siehe soeben, unter D.1.2.2.1). Dieser Vorrang würde partiell zurückgenommen, wenn er sich im Engpassfall dem zwischenstaatlichen Handel unterzuordnen hätte. Es würde dem Sinn der beiden Richtlinien widersprechen, die EG-VO Nr. 714/2009 derart einengend zu interpretieren. Von daher hätte es nach hiesiger Auffassung einer ausdrücklichen Bestimmung bedurft, um eine Rechtsfolge derartiger Tragweite auszusprechen. Es ist nicht

⁵⁷ Vgl. Art. 4 ff. der VO (EG) Nr. 714/2009.

ersichtlich, dass der Richtlinien- und Verordnungsgeber Entsprechendes beabsichtigt hätte.

Im Hinblick auf die Klärung des Verhältnisses der EG-Netzzugangsverordnungen einerseits und der beiden Richtlinien andererseits zueinander darf nicht der Fehler begangen werden, die Verordnung quasi als vorrangig gegenüber den Richtlinien zu betrachten, weil sie – anders als die Richtlinien – keine nationalen Rechtsakte zur Umsetzung erfordert, sondern unmittelbar gilt. Verordnungen und Richtlinien des europäischen Gemeinschaftsrechts stehen zueinander nicht in einem hierarchischen Verhältnis.⁵⁸ Ihre jeweilige Bedeutung ergibt sich vielmehr aus ihrer unterschiedlichen Funktion im System des Gemeinschaftsrechts: Die Richtlinie richtet sich an die Mitgliedstaaten, die Verordnung unmittelbar an die Unionsbürger (vgl. schon den Wortlaut von Art. 249 Abs. 2 und 3 EGV).

Aus diesem Blickwinkel erschließt sich, warum die hier maßgebende Bestimmung in der (alten und neuen) Netzzugangsverordnung ausschließlich die vertragliche Ebene anspricht: Sie ist direkt an die Übertragungsnetzbetreiber adressiert und fordert von ihnen für die Ausgestaltung ihrer vertraglichen Beziehungen ein diskriminierungsfreies Vorgehen. Demgegenüber richten sich die Richtlinien an die Mitgliedstaaten – und räumen ihnen die Möglichkeit ein, durch Rechtsvorschriften bestimmte nationale Vorrangregelungen auszusprechen. Von daher besteht kein Anlass, eine der beiden Rechtsnormen als die andere einschränkend zu interpretieren. Sie können bei funktions- und sinnreicher Auslegung beide als uneingeschränkt nebeneinander gültig betrachtet werden. Im Resultat spricht folglich ganz Überwiegendes dafür, die nationale Vorrangregelungen für EE-Strom als von den Bestimmungen der EG-Netzzugangsverordnung schlicht *unberührt* zu erachten. Hätte der europäische Richtlinien- und Verordnungsgeber anderes gewollt, hätte er es in einer der beiden Vorschriften fixieren müssen.

Trotz dieses Ergebnisses der juristischen Auslegung muss im Rahmen der Anwendung der EG-Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel mit nicht unerheblichen praktischen Problemen und Konflikten gerechnet werden. Denn es erscheint keineswegs sicher, dass sich die in der EG-VO unmittelbar angesprochenen Netzbetreiber von sich aus ohne weiteres dieser Interpretation anschließen werden. Vielmehr besteht die Gefahr, dass sie im Falle von Engpässen unter Missachtung des § 8 Abs. 1 EEG tatsächlich auch die Betreiber von EE-Anlagen einem einheitlichen, rein „marktorientierten“ Engpassmanagement unterworfen werden. In diesem Sinne sind negative Auswirkungen auf das Ziel einer zuverlässigen Übertragung des EEG-Stroms zu befürchten, solange das Verhältnis der Bestimmungen aus der EG-Netzzugangsverordnung zum Übertragungsvorrang gemäß § 8 Abs. 1 EEG keiner ausdrücklichen Klärung zugeführt wird.

Zu beachten ist dabei allerdings, dass eine Klärung dieses Verhältnisses dem deutschen Recht nicht zugänglich ist, da die europäische Verordnung Anwendungsvorrang genießt und durch deutsches Recht nicht

⁵⁸ Ausdrücklich Schroeder, in: Streinz: EUV/EGV, Art. 249 EGV Rdnr. 21 m.w.N.

eingeschränkt werden darf.⁵⁹ Eine förmliche Klärung ist nur auf der EU-rechtlichen Ebene möglich, so dass im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts insoweit keine Empfehlung ausgesprochen werden kann.

D.1.2.2.3 Folgerungen - Problemstellungen

Aus Art. 16 Abs. 2 Buchstabe c) der EE-Richtlinie 2009/28/EG ergibt sich die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, dafür Sorge zu tragen, dass Einspeisungen von Strom aus erneuerbaren Energien auch in Engpassfällen Vorrang eingeräumt wird, soweit eine Durchbrechung des Vorrangs nicht erforderlich ist, um die Systemstabilität sicherzustellen. Die Verpflichtung ist bis zum 5. Dezember 2010 umzusetzen. Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG stützt die betreffende Bestimmung der EE-Richtlinie ausdrücklich.

Die auf Engpasssituationen bezogenen Vorschriften der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingung für den grenzüberschreitenden Handel erfordern hiervon keine Abweichungen. Es wäre zwar sinnvoll, insoweit eine ausdrückliche Klärung herbeizuführen. Eine solche Klärung entzieht sich aber den Kompetenzen der deutschen Gesetzgebung.

D.1.3 Zuordnung von Fallgestaltungen – Abgrenzung der Anwendungsbereiche von § 13 EnWG und § 11 EEG

D.1.3.1 Zu betrachtende Fallgestaltungen

Aus Gründen der Rechtssicherheit, aber auch zur Vermeidung missbräuchlicher oder sonst fehlerhafter Anwendungen ist es wichtig, die verschiedenen praktisch relevanten Fallgestaltungen von Engpasssituationen den einzelnen Bestimmungen des Engpass- bzw. Einspeisemanagements klar zuordnen zu können (siehe bereits oben, Kap. D.1.2.1.3).

Hierfür lassen sich folgende Fallgruppen bilden:

1. Fallgruppe 1 – Nur EEG-/KWKG-Strom:

Es befindet sich ausschließlich Strom aus EEG- und KWKG-Anlagen im jeweiligen Netz.

2. Fallgruppe 2 – Nur konventioneller Strom

Es befindet sich ausschließlich konventionell erzeugter Strom im Netz.

3. Fallgruppe 3 – EEG-/KWKG-Strom und konventioneller Strom

Es befinden sich sowohl EEG- und/oder KWKG-Strom als auch konventioneller Strom im Netz. Hierbei ist zu differenzieren:

a) Fallgruppe 3a – Regelnder Eingriff des Netzbetreibers nicht erforderlich

Die Kapazitätsüberschreitung lässt sich vermeiden, ohne dass der Netzbetreiber (einseitig) zu regelnden Eingriffen gegenüber einzelnen Einspeisern greifen muss.

b) Fallgruppe 3b – Regelnder Eingriff des Netzbetreibers erforderlich

⁵⁹ Vgl. nur Schroeder, in: Streinz: EUV/EGV, Art. 249 EGV Rdnr. 52 ff., insb. 59.

Die Kapazitätsüberschreitung lässt sich *nicht* vermeiden, ohne dass der Netzbetreiber (einseitig) zu regelnden Eingriffen gegenüber einzelnen Einspeisern greifen muss.

Zu beachten ist bei alledem, dass die Netzbetreiber bei der Anwendung von § 13 EnWG bzw. § 11 EEG auf Grundlage von **prognostischen Einschätzungen** entscheiden müssen, welche Mittel sie gegen den Kapazitätsengpass jeweils einsetzen – und dies unter hohem Zeitdruck. Vor diesem Hintergrund wird in der Rechtsliteratur verbreitet geschlossen, dass den Netzbetreibern im Rahmen des § 13 EnWG ein „Beurteilungsspielraum zuzubilligen“ sei⁶⁰, dass ihnen „– in der Notwendigkeit einer Zielabwägung – gewisse Freiräume“ eröffnet seien⁶¹ oder dass der Haftungsausschluss des § 13 Abs. 4 Satz 2 EnWG bereits dann greife, wenn die Prognose aus der Ex-ante-Sicht zutreffend war, auch wenn sie sich im Nachhinein als fehlerhaft erwiesen habe⁶². Die einigen Kommentierungen zu entnehmende Tendenz zur Setzung relativ zurückhaltender Maßstäbe wird jedoch nicht durchweg geteilt. So billigt namentlich *Theobald* den Netzbetreibern ausdrücklich „keine Einschätzungsprärogative“ zu und betont, deren Einschätzung sei vollständig gerichtlich überprüfbar.⁶³ Eine Klärung dieses Problemkreises durch die Rechtsprechung steht noch aus.

Eine über die Fallgruppenzuordnung hinausgehende Frage ist, ob und ggf. in welcher Weise bei Anwendung der einzelnen Bestimmungen zum EnWG-Engpassmanagement auf den in EEG und KWKG angelegten Abnahme-, Übertragungs- und Verteilungsvorrang für EEG- und KWKG-Strom Rücksicht zu nehmen ist. Auf diese Frage wird weiter unten gesondert eingegangen (siehe Kap. D.1.4). Daran anknüpfend wird auch darauf einzugehen sein, welche Folgen sich für den Fall einer falschen Zuordnung oder einer unzulässigen Anwendung der jeweiligen Rechtsvorschriften ergeben (siehe Kap. D.1.5).

D.1.3.2 Fallgruppe 1: Nur EEG-/KWKG-Strom im Netz

Sofern sich während einer bereits bestehenden oder erwarteten Engpasssituation ausschließlich EEG- und KWKG-Strom im jeweiligen Netz befindet, kommt primär die Anwendung des EEG-Einspeisemanagements in Betracht. Die betreffenden Bestimmungen des EEG sind denjenigen des § 13 EnWG gegenüber als Spezialregelungen anzusehen, die jenen deshalb vorgehen.⁶⁴

Anzumerken ist dabei, dass die Ausgangssituation für die Fallgruppe 1 sowohl dadurch entstanden sein kann, dass es in dem betreffenden Netzgebiet schlicht „von sich aus“ an konventionellen Einspeisungen fehlt (was z.B. in Netzen mit einer hohen Anzahl von Windenergieanlagen denkbar ist), als auch durch eine im Vorfeld gegenüber konventionellen Einspeisungen stattgefundene Anwendung von § 13 EnWG durch den Netzbetreiber, die dazu geführt hat, dass die konventionellen Einspeisungen vom Netz abgezogen wurden.

⁶⁰ So Salje, EnWG, § 13 Rdnr. 28.

⁶¹ So Schwarz, in: Säcker (Hrsg.): Berliner Kommentar zum EnWG, § 13 Rdnr. 3..

⁶² Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 30.

⁶³ Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 30.

⁶⁴ Eingehend Schumacher, ZUR 2009, 522/526 ff. m.w.N.

Fraglich ist, ob aus dem rechtsdogmatischen Vorrang des EEG-Einspeisemanagements weitergehend darauf geschlossen werden kann, dass in Situationen, in denen sich ausschließlich EEG- und KWKG-Strom im Netz befindet, § 13 EnWG gänzlich unanwendbar ist. Das ist im Ergebnis jedenfalls für bestimmte Konstellationen zu verneinen.

Gemäß § 11 Abs. 2 EEG bestehen „die Rechte aus § 13 Abs. 1 und 14 Abs. 1“ des EnWG gegenüber Betreibern von EEG- und KWKG-Anlagen fort, „soweit die Maßnahmen nach Absatz 1 nicht ausreichen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten“.

Diese Vorschrift irritiert, weil sie redaktionell fehlerhaft formuliert ist. Folgte man dem reinen Wortlaut, so würde dies bedeuten, dass einer Abregelung von EEG- und KWKG-Anlagen nach § 11 Abs. 1 EEG gegenüber netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG der Vorzug gebühren würde. Das würde schon vom Verhältnismäßigkeitsgedanken her keinen Sinn ergeben, weil die Abregelung die härtere Maßnahme darstellt.⁶⁵ Es ist auch der Sache nach nicht ersichtlich, wieso die nach § 11 Abs. 1 EEG mögliche vollständige Abregelung aller im Netz befindlichen regelbaren Anlagen nicht ausreichen können sollte, während die nach § 13 Abs. 1 EnWG lediglich möglichen netz- und marktbezogenen Maßnahmen erfolgsversprechender sein sollten. Dem Vorrangzweck des EEG würde es umgekehrt entsprechen, auch bei einer drohenden Netzüberlastung mit EEG- und KWKG-Strom im ersten Schritt mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG zu antworten und erst im zweiten Schritt, wenn diese keine ausreichende Wirkung erwarten lassen, mit Abregelungen nach § 11 Abs. 1 EEG zu reagieren. Das fordert im Übrigen auch § 11 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG, indem er die Zulässigkeit des Einspeisemanagements davon abhängig macht, dass insgesamt die größtmögliche EEG- und KWKG-Strommenge abgenommen wird.

Vor diesem Hintergrund kann, auch in Anbetracht der Ausführungen in der Gesetzesbegründung⁶⁶, kein ernstlicher Zweifel daran bestehen, dass in § 11 Abs. 2 EEG nur versehentlich § 13 Abs. 1 EnWG in Bezug genommen wurde, in Wahrheit jedoch gemeint ist, dass unter den bezeichneten Voraussetzungen die Rechte des Netzbetreibers aus § 13 Abs. 2 EnWG (auch in Verbindung mit § 14 Abs. 1 EnWG) fortbestehen sollen.⁶⁷ Eine Erwähnung der Rechte aus § 13 Abs. 1 EnWG erübrigt sich in diesem Zusammenhang demgegenüber schon deshalb, weil der Netzbetreiber im Vorfeld des EEG-Einspeisemanagements durch § 11 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG ohnehin gehalten ist, die notwendigen Maßnahmen zu treffen um sicherzustellen, dass die größtmögliche Menge an EEG- und KWKG-Strom im Netz ist – wozu ihm (vor einer Ergreifung von Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG) kein anderes Instrumentarium als dasjenige aus § 13 Abs. 1 EnWG zur Verfügung steht.⁶⁸

In der Konsequenz führt das dazu, dass der Netzbetreiber vor einer Anwendung des § 11 Abs. 1 EEG die ihm nach § 13 Abs. 1 EnWG zustehenden Maßnahmen ausschöpfen muss, um nicht zu dem

⁶⁵ Schumacher, ZUR 2009, 522, 528; im gleichen Sinne Stötzel, in: Britz/ Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 20.

⁶⁶ Vgl. BT-Drs. 16/8148, 47.

⁶⁷ Überzeugend Schumacher, ZUR 2009, 522, 527 f.

⁶⁸ BNetzA: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement (Konsultationsfassung), Nr. 1.3 (S. 7 f.).

schärferen Mittel der Abregelung einzelner EEG- und KWKG-Anlagen greifen zu müssen. Im Vorfeld des § 11 Abs. 1 EEG ist § 13 Abs. 1 EnWG also anwendbar, und zwar auch dann, wenn sich zum Zeitpunkt der Maßnahmen bereits ausschließlich EEG- und KWKG-Strom im Netz befindet. Der Netzbetreiber *muss* in derartigen Situationen sogar zunächst zu Maßnahmen des § 13 Abs. 1 EnWG greifen. Nur wenn diese nicht ausreichen, darf er § 11 Abs. 1 EEG zur Anwendung bringen.⁶⁹

Umgekehrt ist aus dem – redaktionell zu korrigierenden – § 11 Abs. 2 EEG zu schließen, dass Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG zulässig bleiben, sofern nach der Prognose des Netzbetreibers die Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG nicht ausreichen. Damit erweitern sich die Handlungsoptionen des Netzbetreibers insofern, als er auf Grundlage des § 13 Abs. 2 EnWG auch technisch nicht regelbare EEG- und KWKG-Einspeisungen vom Netz nehmen kann.

Eine in ihrer Tragweite recht bedeutsame Problemstellung ergibt sich insofern aus der Interpretation des in § 6 EEG verwendeten Begriffs Anlage durch die EEG-Clearingstelle. Die Clearingstelle entwickelt in ihrem Hinweis vom 23. September 2010 die Auffassung, dass die Pflicht zur Ausstattung mit Anlagen zur Regelbarkeit durch den Netzbetreiber auf Photovoltaik-Anlagenparks nicht anwendbar sei, weil die in § 6 Nr. 1 EEG beschriebene Leistungsschwelle von 100 kW auf das einzelne Modul zu beziehen sei, nicht auf den gesamten PV-Park.⁷⁰ Die rechtliche Konsequenz aus dieser (streitbaren) Auffassung ist, dass eine Abregelung von großen PV-Parks nur durch Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG veranlasst werden kann, nicht jedoch im Wege des EEG-Einspeisemanagements. In diesem Punkt bedarf es im Rahmen der EEG-Novelle einer Korrektur.

Offen ist nach alledem noch die weitere Frage, ob und ggf. inwieweit bei einer (drohenden) Netzüberlastung allein durch EEG- und KWKG-Strom § 13 EnWG zur Anwendung kommt, wenn eine der Voraussetzungen von § 11 Abs. 1 EEG *nicht* erfüllt ist. Hierbei ist zu differenzieren:

- § 13 Abs. 1 EnWG kommt in allen Situationen im Vorfeld des EEG-Einspeisemanagements zur Anwendung, ungeachtet der Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG.
- § 13 Abs. 2 EnWG steht dem Netzbetreiber nach dem (redaktionell zu korrigierenden) § 11 Abs. 2 EEG unter der Voraussetzung zur Verfügung, dass die Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG nicht ausreichen, um der Gefährdungslage zu begegnen.

Fraglich ist, ob und ggf. inwieweit es in diesem Sinne zu einer Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG auch dann kommen kann, wenn der Netzbetreiber an der Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG gehindert ist, weil nicht alle dort geforderten Voraussetzungen erfüllt sind. Da es mit den Zielen des EnWG nicht zu vereinbaren wäre und dem Netzbetreiber nicht zugemutet werden kann, sehenden Auges eine Gefährdung des Systems hinzunehmen, liegt es nahe, die Vorschrift dahin zu interpretieren, dass der Netzbetreiber von § 13 Abs. 2 EnWG stets Gebrauch machen kann, wenn es ihm – aus

⁶⁹ Ausdrücklich im diesem Sinne auch Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 11.

⁷⁰ EEG-Clearingstelle, Hinweis 2009/14 vom 23.09.2010.

welchen Gründen auch immer – nicht möglich ist, die Gefährdungssituation durch Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG zu vermeiden.⁷¹

Letzteres würde allerdings zu der misslichen Situation führen, dass der Netzbetreiber entgegen dem Sinn und Zweck von § 11 Abs. 1 EEG auf Grund von § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen zur Abregelung von EEG-Anlagen sogar dann ergreifen könnte, wenn er sich selbst so verhält, dass es an einer oder mehreren Voraussetzungen für die Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG fehlt. Vom Ansatz her ist das für sämtliche Varianten des Fehlens einer der Voraussetzungen von § 11 Abs. 1 EEG denkbar, also sowohl für Konstellationen, in denen es an der von Satz 1 Nr. 1 der Bestimmung geforderten Überlastungssituation fehlt, als auch für Fälle, in denen es der Netzbetreiber unterlassen hat sicherzustellen, dass die größtmögliche Strommenge aus EE und KWK abgenommen wird (§ 11 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG), er selbst die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion nicht vollständig abgerufen hat (§ 11 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG), oder sogar für den Fall, dass er seiner Verpflichtung aus § 9 EEG zur Ausweitung der Netzkapazität nicht nachgekommen ist (§ 11 Abs. 1 Satz 2 EEG).

Nimmt man ausgehend vom Wortlaut von § 11 Abs. 1 EEG an, dass das EEG-Einspeisemanagement in derartigen Situationen unanwendbar sei, so käme an dessen Stelle § 13 Abs. 2 EnWG zum Zuge. Das brächte für die EEG- und KWKG-Anlagenbetreiber die unangenehme Konsequenz mit sich, dass ihnen nach dem Gesetzeswortlaut kein Entschädigungsanspruch nach § 12 Abs. 1 EEG zur Seite stünde, weil ja kein Anwendungsfall von § 11 EEG vorläge. In der Folge würden die betroffenen Anlagenbetreiber nach dem Wortlaut von § 13 Abs. 4 Satz 2 EnWG sogar noch ihre zivilrechtlichen Haftungsansprüche verlieren (siehe dazu auch unten, Kap. D.1.5).

Ein derartiges Ergebnis wäre jedoch zum einen mit dem Sinn und Zweck der Bestimmungen zum EEG-Einspeisemanagement nicht vereinbar, zum anderen stünde es systematisch im Widerspruch zu § 12 Abs. 2 EEG. Denn in der Haftungsbestimmung des § 12 Abs. 2 Satz 1 EEG heißt es, dass der Netzbetreiber die ihm durch die im Falle des EEG-Einspeisemanagements eingreifende Entschädigungspflicht nach § 12 Abs. 1 EEG entstandenen Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen darf, „soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat“. Das Gesetz geht demnach davon aus, dass es Fälle geben kann, in denen der Netzbetreiber § 11 Abs. 1 EEG zur Anwendung bringt und deshalb nach § 12 Abs. 1 EEG entschädigungspflichtig ist, die Maßnahme aber dennoch nicht erforderlich war oder er sie selbst zu vertreten hat. Letzteres ist nur denkbar, wenn der Netzbetreiber § 11 EEG angewendet hat, obwohl gegenüber den in Anspruch genommenen Anlagenbetreibern nicht alle Voraussetzungen der Norm erfüllt waren. Würde man in derartigen Situationen stattdessen stets § 13 Abs. 2 EnWG zur Anwendung bringen (können), so könnten die Netzbetreiber die Rechtsfolgen des § 12 EEG umgehen, indem sie zu einer anderen Rechtsgrundlage wechseln.

Aus dieser Perspektive führt das Fehlen von Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG *nicht* dazu, dass der Netzbetreiber stattdessen auf § 13 Abs.

⁷¹ In diese Richtung wohl Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 20 und 24. Undeutlich dazu Müller, Einspeisemanagement, in: Loibl/Maslaton/von Bredow, Biogasanlagen im EEG 2009, Rdnr. 34.

2 EEG zugreifen darf. Kommt es zur ferngesteuerten Abregelung von EEG- und KWKG-Anlagen, so liegt deshalb nach hiesiger Auffassung stets ein grundsätzlich die Entschädigungspflicht nach § 12 Abs. 1 EEG auslösender Anwendungsfall des § 11 EEG vor.⁷² Fehlt es an einer einzelnen Voraussetzung, so ist die Inanspruchnahme des § 11 EEG rechtswidrig, es bleibt jedoch dabei, dass es sich um einen Anwendungsfall des § 11 EEG handelt. Etwas anderes kann nur gelten, wenn eine Gefährdungslage vorliegt, die von § 11 EEG tatbestandlich von vornherein nicht erfasst wird – wenn nämlich die Gefährdungslage nicht aus einer (drohenden) Netzüberlastung durch EEG- und KWKG-Anlagen resultiert, sondern aus anderen Gründen entstanden ist (z.B. auf Grund von Wetterereignissen oder technischen Defekten im Netz).

Ob sich dieses Verständnis in der Praxis durchsetzt und von der Gerichtsbarkeit mitgetragen wird, kann jedoch nicht als sicher angenommen werden, da der Wortlaut der Vorschriften als solcher eher für die Annahme spricht, es liege in derartigen Fällen schlicht kein Anwendungsfall des § 11 EEG vor..

D.1.3.3 Fallgruppe 2: Nur konventioneller Strom im Netz

Sofern sich ausschließlich konventioneller Strom im Netz befinden sollte (was praktisch äußerst unwahrscheinlich erscheint), ist das EnWG-Engpassmanagement anzuwenden. Das EEG enthält hierfür keine Vorschriften.

D.1.3.4 Fallgruppe 3: EEG-/KWKG-Strom und konventioneller Strom im Netz

D.1.3.4.1 Die Stufenfolge von § 13 EnWG

Befinden sich bei einer bereits entstandenen oder – und insbesondere – bei einer drohenden Engpasssituation sowohl EEG-/KWKG-Strom als auch konventioneller Strom im Netz, so liegt es auf den ersten Blick nicht nahe, das EEG-Einspeisemanagement in Anspruch zu nehmen. Das EEG-Einspeisemanagement lässt sich nur gegenüber (bestimmten) EEG- und KWKG-Anlagen anwenden. Also wird man in entsprechenden Situationen entweder ausschließlich und gegenüber allen Einspeisungen einheitlich § 13 EnWG zur Anwendung bringen müssen, oder es kommt zu einem (unter Umständen auch partiellen) Nebeneinander der Anwendung von § 11 EEG gegenüber EEG-/KWKG-Anlagen und von § 13 EnWG gegenüber konventionellen Erzeugungen.

Derartige Fälle werden als solche tatbestandlich zweifellos von § 13 EnWG erfasst (vgl. die Gefährdungsdefinition in § 13 Abs. 3 EnWG), so dass in dem in § 13 EnWG angelegten gestuften Verfahren nacheinander

- netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnWG,
- marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG
- und schließlich – sofern die übrigen Maßnahmen nicht ausreichen – Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

vorzunehmen sind.

⁷² In diesem Sinne speziell für den Fall nicht ausreichender Kapazitätsvorsorge Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. 2011, § 11 Rdnr. 44.

Dabei stellt sich die Frage, wem gegenüber jeweils welche Maßnahmen erfolgen. Insofern ist zu differenzieren:

- **Netzbezogene Maßnahmen** zeichnen sich dadurch aus, dass sie kein „Gegenüber“ haben. Der Netzbetreiber führt hier lediglich Änderungen an seinem eigenen Netz durch (z.B. in Gestalt von Netzschaltungen, die dazu führen, dass die Kapazität durch Zuschaltung von Leitungen erhöht wird oder die Lasten in seinem Netz anders verteilt werden).⁷³
- Mit **marktbezogenen Maßnahmen** sind solche angesprochen, die der Netzbetreiber mit einzelnen Erzeugern oder Abnehmern vertraglich vereinbart hat und auf dieser Grundlage in der Regel vergütet. Praktisch kann das z.B. Vorgänge betreffen wie den Einsatz von Regelenergie, die Drosselung oder Abschaltung von Erzeugungsanlagen sowie die Zuschaltung (oder auch Abschaltung) von einzelnen Großverbrauchern.⁷⁴ Zu den marktbezogenen Maßnahmen gehört auch die Abregelung von EE-Anlagen, sofern diese auf einer entsprechenden Vereinbarung nach § 8 Abs. 3 EEG beruht.⁷⁵

Die Gesetzesbegründung und die überwiegende Auffassung in der Rechtsliteratur gehen davon aus, dass „zunächst“ netzbezogene und „sodann“ marktbezogene Maßnahmen zu erfolgen haben.⁷⁶ Praktisch dürfte das so zu verstehen sein, dass damit eine sachliche Gewichtungsfolge zum Ausdruck gebracht wird (marktbezogene Maßnahmen nur zu ergreifen, sofern netzbezogene Maßnahmen nicht ausreichen), nicht jedoch eine starre zeitliche Vorgabe. Das folgt schon daraus, dass der Netzbetreiber grundsätzlich die zur Beseitigung der Gefährdungslage geeigneten Maßnahmen ergreifen muss und hierbei nach sachlich-energiewirtschaftlichen Grundsätzen vorzugehen hat (vgl. § 13 Abs. 1 Satz 3 EnWG). Eine starre Bindung an ein zeitliches Nacheinander bestimmter Maßnahmenarten innerhalb des § 13 Abs. 1 EnWG würde dem entgegenstehen.⁷⁷

Hiervon abzugrenzen sind die sog. Notfallmaßnahmen nach **§ 13 Abs. 2 EnWG**. Die Vorschrift berechtigt und verpflichtet die Netzbetreiber, selber Anpassungen der Stromeinspeisung, der Stromtransite und der Stromabnahmen vorzunehmen oder (sofern das Mitwirken Dritter erforderlich ist) solche Anpassungen zu verlangen. Derartige „harte“ Maßnahmen, die bei Stromeinspeisungen auf eine Drosselung der

⁷³ Eingehend Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 16 f. m.w.N.; ferner unter Hinweis auf den Transmission Code Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 12,

⁷⁴ Eingehend Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 18 ff. m.w.N.; ; ferner unter Hinweis auf den Transmission Code Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 13,

⁷⁵ Insoweit betont Bourwieg (in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 18b), dass diese wegen des gewollten Einspeisevorrangs für regenerativen Stroms im Verhältnis zu marktbezogenen Maßnahmen im Verhältnis zu konventionellen Erzeugungen nur subsidiär anwendbar sind.

⁷⁶ BT-Drs. 15/3927, 57. Vgl. Schumacher, ZUR 2009, 522, 526 ff.; Salje, EnWG, § 13 Rdnr. 15 f.; de Wyl/Hartmann/Hilgenstock, IR 2006, 199/201 f.; Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 8; ablehnend Stötzl, in: Britz/ Hellermann/ Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 9 ff.; ferner Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht, 44.

⁷⁷ In diese Richtung auch Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 11.

Einspeisung hinauslaufen, dürfen nach der Logik des Verhältnismäßigkeitsprinzips nicht ergehen, soweit mildere Maßnahmen anderer Art möglich sind (ausdrücklich auch § 13 Abs. 2 Satz 1 EnWG mit seinem Wortlaut: „Lässt sich eine Störung oder Gefährdung durch Maßnahmen nach Absatz 1 nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen ...“).⁷⁸ Auch insofern ist allerdings zu betonen, dass es (Notfall-) Situationen geben kann, in denen zur Beseitigung von Gefährdungslagen sogleich zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG gegriffen werden muss, so dass es im Verhältnis zu § 13 Abs. 1 EnWG nicht zu einem zeitlichen Nacheinander kommt.

Maßnahmen des Einspeisemanagements nach **§ 11 EEG** gehören ihrer Art nach an sich zu den Notfallmaßnahmen im Sinne von § 13 Abs. 2 EnWG, weil es sich auch bei ihnen um in die Erzeugung eingreifende, einseitige Maßnahmen des Netzbetreibers gegenüber Erzeugern handelt – mit dem Unterschied, dass die Regelung auf Grundlage des § 11 EEG (in der Regel) zu einer Entschädigungspflicht führt.⁷⁹ Im Übrigen unterscheiden sich § 13 Abs. 2 EnWG und § 11 EEG hinsichtlich der Anwendungsvoraussetzungen.

D.1.3.4.2 Anwendbarkeit des EEG-Einspeisemanagements neben § 13 EnWG?

Mit den vorstehenden Ausführungen ist noch nicht abschließend geklärt, ob und ggf. inwieweit es neben oder an Stelle des Regimes von § 13 EnWG zur Anwendung des EEG-Einspeisemanagements kommen kann, wenn sich in der Engpasssituation neben dem EEG- und/oder KWKG-Strom noch konventioneller Strom im Netz befindet.

Der Wortlaut der maßgebenden Vorschriften ist in dieser Hinsicht weniger eindeutig, als es auf den ersten Blick scheint. Denn während sich das EnWG hierzu überhaupt nicht äußert, heißt es in § 11 Abs. 1 Nr. 1 EEG (rechtsunsystematisch als Voraussetzung formuliert anstatt als Umschreibung des Anwendungsbereichs), die Netzbetreiber seien unter den übrigen Voraussetzungen berechtigt, die betreffenden Anlagen zu regeln, „soweit andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich *durch diesen Strom überlastet* wäre“ (Hervorhebung S.K.). Demgegenüber wurde in der Vorgängerregelung des § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG 2004 strikt formuliert, dass es darauf ankomme, ob das Netz durch Strom aus den betreffenden EEG-Anlagen „vollständig ausgelastet“ ist. Von daher fragt sich, ob – wie nach früherem Recht – davon auszugehen ist, dass die Bestimmungen des EEG nur zum Zuge kommen, wenn sich *allein* EEG- und KWKG-Strom im Netz befindet.

Nach allgemein üblichem Auslegungsverständnis wird das in § 11 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG verwendete Wort „durch“ für die Kennzeichnung von Kausalitätsbeziehungen in der Regel umfassend dahin verstanden, dass der benannte Vorgang im Sinne einer „*Conditio sine qua non*“ ursächlich zu dem bezeichneten Ergebnis beitragen muss. Die Forderung nach einer *alleinigen* Ursächlichkeit ist damit ohne weiteres nicht verbunden. Auf dieser Auslegungsgrundlage würde es für die Anwendbarkeit von § 11 Abs. 1 Nr. 1 EEG ausreichen, dass sich in einer drohenden Engpasssituation neben einer gewissen Menge an konventionellem Strom

⁷⁸ Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 20; Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 11.

⁷⁹ So auch Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 18b m.w.N.

auch noch EEG-/KWKG-Strom im Netz befindet, dieser also lediglich ursächlich *mit* zu der Engpasssituation beiträgt.

Hiervon ausgehend ließe sich folgern, dass § 11 EEG uneingeschränkt neben § 13 EEG zur Anwendung kommen könne. In der Folge ergäbe sich eine Art Wahlrecht der Netzbetreiber zwischen dem EEG-Einspeisemanagement und dem EnWG-Engpassmanagement.

Ein solches Auslegungsergebnis ist seitens des Gesetzgebers ersichtlich nicht gewollt und vor dem Hintergrund der Ziele des EEG letztlich auch nicht tragfähig. Es würde dem Sinn und Zweck der Regelung widersprechen, weil es den in § 8 Abs. 1 EEG angelegten Abnahme-, Übertragungs- und Verteilungsvorrang für EEG-Strom (und für KWKG-Strom nach Maßgabe von § 4 Abs. 1 KWKG) unterlaufen würde.⁸⁰ Denn dann würde EEG-Strom durch die Netzbetreiber gegenüber konventionellem Strom vorrangig abgeregelt werden dürfen, es also entgegen § 8 Abs. 1 EEG und § 4 Abs. 1 EEG geradezu zu einer Nachrangigkeit der EEG- und KWKG-Einspeisungen gegenüber konventionellem Strom kommen können. Das wäre auch mit Art. 16 Abs. 2 c) der EG-Richtlinie 2009/28/EG nicht zu vereinbaren (siehe oben, D.1.2.2.1).⁸¹

Zu beachten ist insofern, dass den Netzbetreibern der Gebrauch von § 11 EEG nur unter der in Satz 1 Nr. 2 der Vorschrift vorgegebenen zusätzlichen Voraussetzung gestattet ist, sichergestellt zu haben, dass „insgesamt die größtmögliche Strommenge“ aus EEG- und KWKG-Anlagen abgenommen wird. Mithin ist ihnen die Anwendung von § 11 EEG und damit die Abregelung von EEG- und KWKG-Anlagen auf Grund dieser Vorschrift nicht erlaubt, wenn sie nicht zunächst die ihnen zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Reduzierung der Einspeisung aus konventionellen Anlagen ausgeschöpft haben.

§ 11 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG bringt damit zugleich zum Ausdruck, dass es eine Restmenge an Strom im Netz geben kann, die aus konventioneller Erzeugung stammt. Gemeint sind damit die fossil oder atomar betriebenen sog. Must-Run-Units, die benötigt werden, um die Stabilität des Netzes aufrecht zu erhalten.⁸² Die Anwesenheit von Strom aus konventionellen „Must-Run-Anlagen“ im Netz zwingt demnach nicht dazu, gegenüber den EEG- und KWKG-Anlagen an Stelle des § 11 Abs. 1 EEG die Bestimmung des § 13 Abs. 2 EnWG anzuwenden.⁸³

Dabei ist zu betonen, dass von einer in dieser Hinsicht privilegierten „Must-Run-Anlage“ nicht bereits dann ausgegangen werden kann, wenn sich die Anlage aus technischen Gründen nicht bzw. nur begrenzt flexibel an- und abfahren lässt. Entscheidend ist allein der Gesichtspunkt der Systemstabilität, d.h. der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems.⁸⁴ Auf Aspekte der Wirtschaftlichkeit kommt es dabei nicht an, so dass den Anlagenbetreibern erforderlichenfalls auch die Vollabschaltung zugemutet werden kann, sofern diese nicht ihrerseits die Systemstabilität gefährdet, etwa weil die dadurch entstehende Erzeugungslücke nicht durch anderweitige Maßnahmen ausgeglichen werden kann (z.B. durch Einsatz von Regelenergie).

⁸⁰ Überzeugend Schumacher, ZUR 2009, 522/528 f.; in die gleiche Richtung Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 11.

⁸¹ Zutreffend Schumacher, ZUR 2009, 522/529.

⁸² Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. 2011, § 11 Rdnr. 24.

⁸³ In diesem Sinne auch Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EEG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 18b.

⁸⁴ Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EEG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 16.

Um sicherzustellen, dass die größtmögliche Menge an EEG- und KWKG-Strom eingespeist wird, steht den Netzbetreibern das (gesamte) Stufenprogramm des § 13 EnWG zur Verfügung. Soweit hierzu netz- oder marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG ausreichen, kann es dabei sein Bewenden haben. Anderenfalls bleibt den Netzbetreiber hierzu gegenüber konventionellen Erzeugern nur der Weg, von Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG Gebrauch zu machen, bevor sie zur Wahrnehmung ihrer Regelungsbefugnisse gegenüber Betreibern von EEG- und KWKG-Anlagen nach § 11 EEG greifen.⁸⁵ Es kommt dann folglich zu einer ineinander verschränkten, wechselweisen Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG und § 11 Abs. 1 EEG.

Mit Blick auf die zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität im Netz erforderlichen „Must-Run-Units“ sind die Netzbetreiber auf Grundlage des § 11 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG berechtigt, diese Anlagen am Netz zu belassen, jedoch zugleich verpflichtet, alle übrigen konventionellen Einspeisungen vor der Inanspruchnahme des EEG-Einspeisemanagements vom Netz zu nehmen – sei es mit Hilfe von § 13 Abs. 1 oder im Wege des § 13 Abs. 2 EnWG.

Zu konstatieren bleibt jedoch, dass die Formulierungen von § 11 EEG und von § 13 EnWG diese Konsequenzen nicht hinreichend klar zum Ausdruck bringen. Daher ist zu befürchten, dass es in der Praxis zu rechtlichen Unsicherheiten kommt, die nur durch entsprechende Korrekturen an den gesetzlichen Bestimmungen rechtssicher vermieden werden können.

D.1.3.4.3 Konsequenzen für die Fallgruppen 3a und 3b

Auf Basis der vorstehenden Überlegungen können für die beiden oben umrissenen Grund-Fallgestaltungen der Konkurrenz von EEG-/KWKG-Strom und konventionellem Strom im Netz folgende Schlüsse gezogen werden:

Fallgruppe 3a: Regelnder Eingriff des Netzbetreibers nicht erforderlich

Sofern es beim Vorhandensein sowohl von EEG-/KWKG-Strom als auch von konventionellem Strom aus der Sicht des Netzbetreibers zur Beseitigung der Gefährdungslage keiner regelnden Eingriffe im Sinne von § 13 Abs. 2 EnWG bedarf, muss dieser in der in § 13 Abs. 1 EnWG angelegten Stufenfolge zunächst die geeigneten netzbezogenen und dann anschließend, soweit erforderlich, die geeigneten marktbezogenen Maßnahmen gegenüber seinen Vertragspartnern ergreifen. Eine demgegenüber zeitlich vorangehende Anwendung des EEG-Einspeisemanagements ist unzulässig.⁸⁶

Sofern sich allerdings *nach* erfolgter Wahrnehmung der Möglichkeiten aus § 13 Abs. 1 EnWG eine Situation ergibt, in der sich nur noch EEG- und KWKG-Anlagen im Netz befinden, ist erforderlichenfalls auf der nächsten Stufe das EEG-Einspeisemanagement zur Anwendung zu bringen.

Fallgruppe 3b: Regelnder Eingriff des Netzbetreibers erforderlich

Für Situationen, in denen aus der prognostischen Perspektive des jeweiligen Netzbetreibers ein regelndes Eingreifen in Einspeisungen

⁸⁵ Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EEG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 18b.

⁸⁶ Ebenso BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement (Konsultationsfassung), Nr. 1.3 (S. 7 f.)

Dritter erforderlich ist, gilt nach den vorstehenden Ausführungen für durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht beherrschbare Gefährdungssituationen, in denen sich sowohl konventioneller als auch EEG- und KWKG-Strom im Netz befinden.⁸⁷

- Im ersten Schritt ist unter Inanspruchnahme des § 13 Abs. 2 EnWG eine größtmögliche Reduzierung der Einspeisung aus konventionellen Anlagen sicherzustellen (d.h. eine Reduzierung bis auf die zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Systems erforderliche Reststrommenge aus konventionellen „Must-Run-Units“).
- Im zweiten Schritt kommt, wenn die Möglichkeiten hierzu ausgeschöpft sind, gegenüber den von der betreffenden Vorschrift erfassten EEG- und KWKG-Einspeisungen § 11 Abs. 1 EEG zur Anwendung.
- Sofern die Wahrnehmung der vorstehenden Maßnahmen nicht ausreichen, steht dem Netzbetreiber schließlich die letzte Möglichkeit zur Verfügung, gegenüber den verbliebenen konventionellen Einspeisungen sowie gegenüber den vom EEG-Einspeisemanagement nicht erfassten EEG- und KWKG-Anlagen von den Befugnissen aus § 13 Abs. 2 EnWG Gebrauch machen.

Von dieser Rangfolge, bei der es zu einer wechselweisen, ineinander greifenden Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG kommen kann, geht auch der Leitfaden der Bundesnetzagentur zum EEG-Einspeisemanagement (Konsultationsfassung) aus.⁸⁸

Auch wenn dieses Ergebnis auf Basis der voranstehenden Überlegungen folgerichtig erscheint und von der Bundesnetzagentur gestützt wird, ist allerdings (erneut) darauf hinzuweisen, dass es den zugrunde liegenden Vorschriften nicht „auf die Stirn geschrieben“ steht. Angesichts einer fehlenden ausdrücklichen Regelung und einer konfliktträchtigen Interessenlage muss damit gerechnet werden, dass es hierüber in der Praxis zu Unsicherheiten und Streitigkeiten kommt.

D.1.3.4.4 Abgrenzung in besonderen Fallkonstellationen

Zu bedenken ist, dass die soeben entwickelte und dargestellte Rangfolge eine *idealtypische* ist. In der Praxis wird sich der Netzbetreiber häufig einer komplexen Gesamtsituation gegenüber sehen, in der er sich auf Grundlage einer prognostischen Einschätzung zeitgleich oder innerhalb kurzer Folge für bestimmte Maßnahmen gegenüber verschiedenen Erzeugern entscheiden muss. Damit können die Trennlinien zwischen den Vorschriften verwischen. Außerdem wird die Rechtslage dadurch komplizierter, dass § 11 EEG nicht einheitlich gegenüber allen EEG- und KWKG-Erzeugungen zur Anwendung kommen kann, sondern nur gegenüber bestimmten Anlagen und nur bei Erfüllung sämtlicher Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG.

Die nähere Betrachtung zeigt mehrere Problemkonstellationen auf, die sich auch auf Grundlage der idealtypisch herausgearbeiteten Strukturen nicht oder jedenfalls nicht rechtssicher einer befriedigenden Lösung zuführen lassen:

⁸⁷ Ebenso Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 18b m.w.N.

⁸⁸ BNetzA: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Nr. 1.1 bis 1.3 (S. 4 ff., insb. 7 f.).

Unanwendbarkeit von § 11 EEG gegenüber bestimmten EEG- und KWKG-Anlagen

§ 11 EEG kann nach der gegenwärtigen Konstruktion der Vorschriften nur angewandt werden gegenüber Einspeisungen aus Anlagen,

- die mit geeigneten technischen und betrieblichen Einrichtungen zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung im Sinne von § 6 Nr. 1 EEG ausgestattet sind,
- und deren Leistung bei über 100 Kilowatt liegt.

Daraus ergibt sich, dass es eine erhebliche Anzahl von Anlagen gibt, die einer Anwendung von § 11 EEG nicht zugänglich sind. Bedarf es in einer Gefährdungssituation im Sinne von § 13 Abs. 3 EnWG einer Abregelung derartiger Anlagen, so steht hierfür ausschließlich § 13 Abs. 2 EnWG zur Verfügung. Die Vorschrift ist ihnen gegenüber anwendbar.⁸⁹

Für sehr kleine Anlagen mag diese Konsequenz politisch gewollt und praktisch relativ unbedeutend sein. Davon kann jedoch für zwei Anlagenarten nicht ausgegangen werden: zum einen für größere KWKG-Anlagen und zum anderen für größere PV-Anlagenparks:

- Für KWKG-Anlagen erklärt sich das Problem aus dem Fehlen von Vorschriften, nach denen KWKG-Anlagen – und hierbei namentlich Bestandsanlagen – mit Einrichtungen zur Fernsteuerung ausgestattet werden müssen. Das führt zu einem faktischen Vorrang der KWKG-Anlagen gegenüber den EEG-Anlagen (zum Ganzen ausführlich unten, Kap. D.1.8.3.2).
- Ähnlich schwierig stellt sich die rechtliche Ausgangslage – jedenfalls wenn man der Rechtsauffassung der Clearingstelle in ihrem Hinweis vom 23. September 2010 folgt – in Situationen dar, in denen einem Netzenspass durch Abregelung von (großen) PV-Anlagenparks begegnet werden muss (siehe bereits oben, Kap.D.1.3.2). Denn die Clearingstelle meint, selbst sehr große PV-Parks könnten auf Grund des ihrer Auffassung nach engen, auf die einzelne Erzeugungsanlage und damit auf das einzelne PV-Modul abstellenden Anlagenbegriffs im EEG nicht in das Einspeisemanagement einbezogen werden.⁹⁰ Die Konsequenz daraus ist, dass auch derartige Anlagenparks nicht mit technischen Einrichtungen zur Fernsteuerung ausgestattet werden müssen. Ihre Abregelung kann daher ebenfalls nur im Wege der Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG veranlasst werden, nicht im Wege des EEG-Einspeisemanagements. Das führt zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Inkongruenz innerhalb des Systems von §§ 11 EEG.

Unanwendbarkeit von § 11 EEG wegen fehlender Voraussetzungen?

Es ist bereits herausgearbeitet worden, dass das Fehlen einzelner Voraussetzungen für die Anwendung von § 11 EEG grundsätzlich nicht dazu berechtigt, gegenüber den Betreibern von EEG- und KWKG-Anlagen an Stelle von § 11 EEG die Vorschrift des § 13 Abs. 2 EnWG zur Anwendung zu bringen (siehe oben, Kap. D.1.3.2). Die gegenteilige

⁸⁹ So ausdrücklich auch BNetzA: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Nr. 1.3 (S. 8); Borurwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 18b.

⁹⁰ EEG-Clearingstelle, Hinweis 2009/14 vom 23.09.2010.

Auslegung würde auf eine Umgehbarkeit der Haftungsvorschriften aus § 12 EEG hinauslaufen, die daher aus teleologischen und systematischen Gründen mit dem Gesetz nicht vereinbar wäre – auch wenn der Wortlaut von § 11 Abs. 1 EEG eine entsprechende Konsequenz nahe legt.

Teilt man dieses Verständnis nicht – was angesichts des Wortlauts von § 11 Abs. 1 EEG vertretbar ist –, so würden sämtliche Situationen, in denen es an einer Anwendungsvoraussetzung von § 11 Abs. 1 EEG fehlt, dem § 13 Abs. 2 EnWG unterfallen. § 13 Abs. 2 EnWG würde dann insofern die Funktion einer Auffangvorschrift erhalten.

Komplikationen zwischen den Ebenen der Übertragungs- und der Verteilnetze

Möglich ist darüber hinaus noch eine bisher nicht erwähnte Art der Kombination der Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG einerseits und § 11 Abs. 1 EEG andererseits: Da § 11 Abs. 1 EEG seinem eindeutigen Wortlaut nach nur durch denjenigen Netzbetreiber angewendet werden kann, in dessen Netz die jeweiligen Anlagen (direkt) einspeisen⁹¹, hat der Betreiber des jeweils übergeordneten Netzes keinen Zugriff auf § 11 Abs. 1 EEG. Droht in seinem Netz eine Überlastung wegen der EEG- und KWKG-Einspeisungen in einem niederstufigen Netz, so muss er zur Beseitigung der Gefährdungslage ggf. von dem Betreiber des niederstufigen Netzes auf Grundlage von § 13 Abs. 2 Satz 1 EnWG Anpassungen verlangen. Um dem nachzukommen, muss der Betreiber des nachgeordneten Netzes dann, sollte sich ausschließlich EEG- und KWKG-Strom in seinem Netz befinden, § 11 Abs. 1 EEG zur Anwendung bringen. Es kommt also zur Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG durch den Übertragungsnetzbetreiber, um die Anwendung des § 11 EEG durch den Verteilnetzbetreiber zu bewirken.

Zuordnungsprobleme bei komplexen „Gemengelagen“

Eine große praktische Bedeutung dürfte der Problematik der komplexen Gemengelagen zukommen, in denen sich der Netzbetreiber innerhalb relativ kurzer Zeit für ein ganzes Bündel einzelner Maßnahmen entscheiden muss, die sich auf unterschiedliche Rechtsgrundlagen stützen.⁹² Denn nicht immer wird sich, wie in dem idealtypischen Abgrenzungsmodell angenommen wird, die Möglichkeit zu einem zeitlich gegliederten Wechsel zwischen § 13 Abs. 2 EnWG und § 11 Abs. 1 EEG ergeben. Es kann – möglicherweise sogar häufiger, was der Verfasser nicht zu überschauen vermag – dazu kommen, dass sich ein Netzbetreiber veranlasst sieht, sich zeitgleich für Maßnahmen gegenüber von § 11 EEG erfassten Anlagen und für Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG im Verhältnis zu anderen Betreibern von Erzeugungsanlagen zu entscheiden.

Es ist offen, welchen Rechtsvorschriften die Entscheidungen des Netzbetreibers in derartigen „Gemengelagen“ zuzuordnen ist: Kann davon ausgegangen werden, dass es hier einheitlich zur Anwendung von § 13

⁹¹ So auch Schäfermeier, in: Reshöft, EEG, § 11 Rdnr. 8; Müller, in: Einspeisemanagement, in: Loibl/Maslaton/von Bredow: Biogasanlagen im EEG 2009, Rdnr. 16; für einen Durchgriff auf die niedrigere Netzebene jedoch unter Hinweis auf Sinn und Zweck der Vorschrift Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. 2011 (im Erscheinen), § 11 Rdnr. 8.

⁹² Diese denkbare Konstellation wird weder im Leitfaden der BNetzA zum EEG-Einspeisemanagement (Konsultationsfassung) noch im Aufsatz von Schumacher (ZUR 2009, 522/529) erwähnt.

Abs. 2 EnWG kommt, weil die eigenständige Anwendung von § 11 EEG hier rechtlich nicht möglich ist? Oder ist hier schlicht nach den Adressaten der Maßnahmen zu unterscheiden – in dem Sinne, dass einige Maßnahmen des „Bündels“ dem § 11 EEG und andere dem § 13 Abs. 2 EnWG zugerechnet werden?

Die Rechtsvorschriften geben darauf wiederum keine klare Antwort. In Ansehung der Regelungsziele des EEG und der anderenfalls eintretenden negativen Folgen für die Betreiber von EEG-/KWKG-Anlagen im Hinblick auf die Entschädigung spricht einiges dafür, eine Zuordnung nach unterschiedlichen Rechtsvorschriften vorzunehmen. Rechtssicher kann das aber nicht angenommen werden.

Gefährdungslagen, die nicht auf Netzüberlastung beruhen

Nach § 11 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG ist die Anwendung des Einspeisemanagements nur zulässig, wenn andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom, also durch den Strom aus Erneuerbaren Energien, KWK oder Grubengas, überlastet wäre. Das setzt voraus, dass die Strommenge aus Erneuerbaren Energien, KWK und Grubengas zuzüglich des Stroms aus den sog. Must-Run-Units größer ist als die tatsächlich verfügbaren Netzkapazitäten; im Übrigen dürfen keine Netzkapazitäten durch Strom aus konventionellen Kraftwerken in Anspruch genommen werden, diese müssen also bereits vorrangig abgeregelt sein.⁹³

Es ist jedoch vorstellbar, dass eine Gefährdung von Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems im Sinne von § 13 Abs. 3 EnWG auftritt, die nicht auf einem Engpass im Netz (d.h. einer die Kapazität des Netzes überschreitenden Strommenge) beruht, sondern aus anderen Gründen entsteht, etwa bei Ausfällen von Teilnetzen wegen technischer Defekte im Netz oder bei Gefahren für die Stabilität des Netzes auf Grund von Problemen hinsichtlich der Frequenz- oder Spannungshaltung, die vom Netzbetreiber nicht durch eigene Maßnahmen behoben werden können.⁹⁴ In Anbetracht dessen ist darauf hinzuweisen, dass der verbreitete und auch im Rahmen dieser Ausarbeitung verwendete Begriff des „Engpassmanagements“ eigentlich zu eng ist, weil er nicht sämtliche von den betreffenden Vorschriften adressierten Arten von Gefährdungen für das Elektrizitätssystem abbildet.

In derartigen Situationen ist § 11 EEG unanwendbar, weil § 11 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG seinem eindeutigen Wortlaut nach nicht auf Fallkonstellationen zugeschnitten ist, bei denen andersartige kritische Netzzustände zu bewältigen sind als Fälle der Kapazitätsüberschreitung. Folglich handelt es sich hierbei um Gefährdungslagen, die sich einer Anwendung von § 11 EEG von vornherein entziehen und für deren Bewältigung, sofern sie nicht bereits über § 13 Abs. 1 EnWG vermieden werden können, auch gegenüber EEG- und KWKG-Anlagen ausschließlich § 13 Abs. 2 EnWG in Betracht kommt. Die Zuordnung solcher Problemlagen zu § 13 Abs. 2 EnWG ist eindeutig.

Gewisse Unsicherheiten hinsichtlich der Zuordnung zu den verschiedenen Regimes können bei derartigen kritischen Netzzuständen allerdings insofern auftreten, als es möglich ist, dass die an sich andersartige Störung ihrerseits einen Netzengpass hervorruft – so dass sich die Frage

⁹³ Wustlich/ Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. 2011, § 11 Rdnr. 24.

⁹⁴ Vgl. Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes; EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 4 und 6 m.w.N.

stellt, ob dann nicht doch, weil es auch hier um die Bewältigung einer Überlastungssituation geht, wieder die dargestellte Eingriffsrangfolge zum Tragen kommt. Hierauf geben die Vorschriften keine klare Antwort.

D.1.3.5 Folgerungen – Empfehlungen

Die bisherige Untersuchung erbrachte das für sich genommen erfreuliche Ergebnis, dass es auf Grundlage der vorhandenen Vorschriften durchaus möglich ist, ein Zuordnungsraster zu beschreiben, aus dem sich eine vom Ansatz her klar strukturierte Verhaltensvorgabe für die Netzbetreiber ergibt. Danach gilt:

- § 13 Abs. 1 EnWG ist mit seinem Stufenprogramm – erst netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen – im Verhältnis zu § 11 Abs. 1 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG stets rechtlich vorrangig anzuwenden. Das gilt sowohl, wenn das Netz ausschließlich mit EEG-/KWK-Strom überlastet ist bzw. zu werden droht, als auch, wenn sich noch Strom aus anderen Quellen im Netz befindet.⁹⁵
- Die Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG kommt (nur) in Betracht, wenn es um die Bewältigung von Engpasssituationen geht, bei denen sich im jeweiligen Netzbereich ausschließlich EEG- und KWK-Strom sowie Strom aus konventionellen Anlagen befindet, deren Einspeisung zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes erforderlich ist („Must-Run-Units“), Vor der Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG sind jedoch unter Gebrauch von § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sämtliche unter Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes geeigneten Maßnahmen zu treffen, um EEG- und KWK-Anlagen nicht abregeln zu müssen.
- Für Situationen des Netzengpasses, in denen sich sowohl konventioneller als auch EEG- und KWK-Strom im Netz befindet, und in denen aus der prognostischen Perspektive des jeweiligen Netzbetreibers ein regelndes Eingreifen in Einspeisungen Dritter erforderlich ist (Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG also nicht ausreichen), ergibt sich damit Folgendes:
 - Im ersten Schritt ist unter Inanspruchnahme des § 13 Abs. 2 EnWG eine größtmögliche Reduzierung der Einspeisung aus konventionellen Anlagen sicherzustellen (d.h. eine Reduzierung bis auf die zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Systems erforderliche Reststrommenge aus konventionellen „Must-Run-Units“).
 - Im zweiten Schritt kommt, wenn die Möglichkeiten hierzu ausgeschöpft sind, gegenüber den von der betreffenden Vorschrift erfassten EEG- und KWK-Einspeisungen § 11 Abs. 1 EEG zur Anwendung.
 - Sofern die Wahrnehmung dieser beiden Optionen nicht ausreicht, steht dem Netzbetreiber schließlich die letzte Möglichkeit zur Verfügung, gegenüber den verbliebenen konventionellen Einspeisungen sowie gegenüber den vom EEG-

⁹⁵ § 11 Abs. 2 EEG irritiert hierbei, weil sich dort ein Redaktionsfehler eingeschlichen hat. Die Vorschrift ist so zu lesen, dass nicht auf § 13 Abs. 1 EnWG Bezug genommen wird, sondern auf § 13 Abs. 2 EnWG.

Einspeisemanagement nicht erfassten EEG- und KWKG-Anlagen von den Befugnissen aus § 13 Abs. 2 EnWG Gebrauch machen.⁹⁶

Das gilt aber nur idealtypisch. Eindeutig ist es in der Praxis nur bei Konstellationen, in denen sich ein klar zeitlich gestuftes Nacheinander ergibt. Wenn sich der Netzbetreiber in einer komplexen Entscheidungssituation befindet, in der es für einen einheitlichen Zeitraum um Anpassungen sowohl gegenüber EEG-/KWKG-Einspeisungen als auch gegenüber Dritten geht, so ist unklar, ob einheitlich von einer Anwendung des § 13 Abs. 2 EnWG auszugehen ist oder von einer Zuordnung zu unterschiedlichen Rechtsgrundlagen.

Außerdem zeigt die Analyse noch einige weitere nicht eindeutig oder nicht befriedigend bewältigte Abgrenzungskonstellationen auf:

- § 11 EEG ist gegenüber bestimmten EEG-/KWKG-Anlagen nicht anwendbar, obwohl die Einbeziehung der Sache nach nahe läge (KWKG-Anlagen ohne fernsteuerbare Regelbarkeit, nach Ansicht der EEG-Clearingstelle auch PV-Anlagenparks),
- Es spricht zwar nach hiesiger Auffassung Überwiegendes dafür, ist aber nicht gesichert, ob Maßnahmen der fernsteuernden Abregelung gegenüber EEG- und KWKG-Anlagen auch dann als Anwendungsfälle von § 11 EEG aufzufassen sind, wenn einzelne Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG nicht gegeben sind (insb. wenn der Netzbetreiber selbst für deren Nichterfüllung verantwortlich ist).
- Muss der Betreiber eines vorgelagerten Netzes zur Bewältigung eines Engpasses auf EEG- und KWKG-Einspeisungen in einem niederstufigen Netz zugreifen, so steht ihm dafür nach dem Wortlaut von § 11 EEG kein „Durchgriffsrecht“ zur Verfügung, so dass hierfür nur § 13 Abs. 2 EnWG gegenüber dem Betreiber des niederstufigen Netzes zur Verfügung steht.
- Eindeutig ist, dass § 11 EEG keine Anwendung findet bei kritischen Netzzuständen, die nicht durch Kapazitätsengpässe hervorgerufen werden, sondern durch andersartige Störungen (z.B. Probleme der Frequenz- und Spannungshaltung). Abgrenzungsschwierigkeiten können sich aber auch insoweit ergeben, als andersartige Störungen in eine Engpasssituation hineinführen können, so dass sich die Frage stellt, ob dann doch wieder auf § 11 EEG zurückzugreifen ist.

Zu betonen ist, dass dieses Ergebnis auf einer vergleichsweise komplexen und differenzierten juristischen Prüfung beruht, im Zuge derer sogar eine redaktionelle Korrektur von § 11 Abs. 2 EEG notwendig wurde. Auch bleibt zu betonen, dass es zum Ganzen bisher an Rechtsprechung fehlt und in der veröffentlichten Rechtsliteratur keine einheitliche Linie zum Ausdruck kommt.

Es ist daher dringend zu empfehlen, die Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement und zum EnWG-Engpassmanagement hinsichtlich ihrer jeweiligen Anwendungsbereiche und ihres Verhältnisses zueinander eindeutiger, unter Wahrung der Ziele des EEG zweckmäßiger und anwendungsfreundlicher zu formulieren.

⁹⁶ So auch Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 18b m.w.N.

Innerhalb des EEG oder des EnWG sollte in diesem Sinne ausdrücklich festgelegt werden, dass Fälle der Abregelung von EEG- und KWKG-Anlagen in Situationen des Netzengpasses generell (d.h. auch bei Fehlen einzelner Voraussetzungen von § 11 Abs. 1 EEG in seiner derzeitigen Fassung) als Anwendungsfälle von § 11 Abs. 1 EEG behandelt werden, so dass dann stets die speziellen Entschädigungsvorschriften des § 12 EEG zum Zuge kommen. Das lässt sich auch umgekehrt ausdrücken, indem die Haftung nach § 12 EEG auf sämtliche Fallgestaltungen dieser Art erstreckt wird (wobei es ggf. dort möglich wäre, einzelne spezifische Ausnahmen vorzusehen). Lediglich für Gefährdungslagen, bei denen die Ursache nicht in einem Netzengpass liegt, sollte die Entschädigung grundsätzlich nicht eingeräumt werden. Je nachdem, in welchem Gesetz die betreffenden Bestimmungen platziert werden, bietet es sich an, in dem jeweils anderen Gesetz einen damit korrespondierenden Verweis zu verankern.

D.1.4 Rücksichtnahme auf EEG-/KWKG-Strom bei Maßnahmen nach § 13 EnWG

D.1.4.1 § 13 Abs. 1 EnWG

In den voranstehenden Kapiteln ist geklärt worden, dass § 13 Abs. 1 EnWG sowohl bei Gefährdungslagen Anwendung findet, in denen sich konventioneller und EEG-/KWKG-Strom im Netz befindet, als auch in Situationen, in denen eine Netzüberlastung ausschließlich durch EEG-/KWKG-Strom droht (siehe oben, D.1.3.2 und D.1.3.4).

Für den letztgenannten Fall wurde aus § 11 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG, aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip und aus dem allgemeinen Zweck des EEG- und KWKG-Vorrangs geschlossen, dass § 13 Abs. 1 EnWG im Vorfeld des EEG-Einspeisemanagements anzuwenden ist, um dessen Inanspruchnahme vermeiden zu können (siehe oben, D.1.3.2). Die Drosselung von EEG-/KWKG-Anlagen nach § 11 Abs. 1 EEG ist demnach nur zulässig, wenn zuvor durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG versucht wurde sicherzustellen, dass eine größtmögliche Menge an EEG-Strom im Netz verbleiben kann (oder von vornherein klar ist, dass derartige Maßnahmen nicht ausreichen würden). Nur so kann dem Vorrangprinzip des EEG in angemessener Weise Rechnung getragen werden. Die Anwendung von § 13 Abs. 1 EnWG ist dem Gebrauch von § 11 Abs. 1 EEG also logisch und ggf. zeitlich vorgelagert – ebenso wie es bei einer Netzüberlastung unter „Beteiligung“ von konventionellem Strom im Verhältnis zu § 13 Abs. 2 EnWG der Fall ist.

Dem lässt sich nicht entgegenhalten, § 11 Abs. 2 EEG gestatte den Einsatz von netz- und marktbezogenen Maßnahmen des § 13 Abs. 1 EEG nur, wenn Maßnahmen des § 11 Abs. 1 EEG nicht ausreichen. Die Bezugnahme auf § 13 Abs. 1 EnWG in § 11 Abs. 2 EEG ist Folge eines Redaktionsversehens; in Wahrheit ist dort § 13 Abs. 2 EnWG gemeint (siehe oben, D.1.3.2).

Eine weitergehende Frage ist, auf welche Weise § 13 Abs. 1 EnWG auf EEG- und KWKG-Anlagen angewendet werden kann bzw. muss. § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG formuliert dazu, dass die Verpflichtungen aus dem EEG und dem KWKG zu „berücksichtigen“ seien – dies jedoch nur bezogen auf die „netzbezogenen Maßnahmen“.

Die Beschränkung der Berücksichtigungsklausel auf die netzbezogenen Maßnahmen erklärt sich daraus, dass es einer Berücksichtigung bei den marktbezogenen Maßnahmen nicht bedarf, weil es sich hierbei um Maßnahmen zur Netzentlastung handelt, die auf vertraglicher Basis getroffen werden, auf Grund derer die Einspeisung von EEG- und KWKG-Strom nicht reduziert werden muss.⁹⁷ Der Gebrauch marktbezogener Maßnahmen *kann* also die Vorrangpflichten nach EEG und KWKG nicht berühren.

Das gilt allerdings in aller Regel auch für die netzbezogenen Maßnahmen, wenn man diese – zutreffenderweise – mit der herrschenden Auffassung ebenfalls als solche versteht, bei denen es im Unterschied zu jenen nach § 13 Abs. 2 EnWG nicht zu einer durch den Netzbetreiber einseitig veranlassten Reduzierung der Einspeiseleistung kommen kann.⁹⁸ Zu bedenken ist insofern jedoch, dass netzbezogene Maßnahmen mittelbare Auswirkungen auf die Einspeisung aus EEG- und KWKG-Anlagen haben können, etwa wenn es auf Grund einer Netzschtaltung zur Vermeidung eines Engpasses in dem einen Netzbereich in einem anderen, vornehmlich durch EEG-Anlagen genutzten Bereich zur einer Verknappung der dortigen Kapazität kommt, die sich später ebenfalls zu einem Engpass verschärfen könnte. Vor diesem Hintergrund ergibt auch die Verwendung des vorsichtigen Begriffes „berücksichtigen“ an dieser Stelle des Gesetzes Sinn. Der Netzbetreiber wird so in die Lage versetzt, in komplexen Entscheidungssituationen fallbezogen abzuwägen.

Da die Pflicht, etwas zu „berücksichtigen“, in der Rechtssprache im Allgemeinen nicht mit einer verbindlichen Pflicht, etwas zu befolgen (beachten) gleichgesetzt wird, sondern lediglich als „etwas in die Erwägungen einzubeziehen“ verstanden wird, argumentiert *Salje* weitergehend, der Einspeisevorrang von EEG-Anlagen könne im Rahmen von netzbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnWG unter Umständen überwunden werden – so dass es in letzter Konsequenz nicht ausgeschlossen wäre, dass die Netzbetreiber von EEG-Anlagenbetreibern schon im Zuge der netzbezogenen Maßnahmen und damit vorrangig gegenüber marktbezogenen Maßnahmen die Abregelung verlangen könnten.⁹⁹ Diese weitreichende Interpretation überzeugt jedoch schon deshalb nicht, weil sie mit der Systematik des § 13 EnWG nicht in Übereinstimmung zu bringen ist, dessen erster Absatz sich gerade nicht auf Maßnahmen wie ein Verlangen zur Abschaltung von Erzeugungsanlagen erstreckt. Richtig dürfte aber – mit *Bourwieg* – sein, dass vom Vorrang der Einspeisungen aus EEG- und KWKG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 1 EnWG abgewichen werden darf, soweit anderenfalls eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht rechtzeitig oder effektiv beseitigt werden kann.¹⁰⁰

⁹⁷ Vgl. Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 18 f.; Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 13; Schumacher, ZUR 2009, 522/527.

⁹⁸ Vgl. Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 16 f.; Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 12; Schumacher, ZUR 2009, 522/526 f.

⁹⁹ Vgl. Salje, EnWG, § 13 Rdnr. 20, der aus § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG auf eine „Relativierung des Vorrangprinzips“ aus dem EEG schließt.

¹⁰⁰ Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 16.

D.1.4.2 § 13 Abs. 2 EnWG

Anders als § 13 Abs. 1 EnWG enthält § 13 Abs. 2 des Gesetzes keine Berücksichtigungsklausel für den EEG- bzw. KWKG-Vorrang. Daraus könnte gefolgert werden, dass die Netzbetreiber im Rahmen des Gebrauchs von § 13 Abs. 2 EnWG keinerlei Rücksicht auf die Vorrangregelungen des EEG und des KWKG nehmen müssten, also ohne jede Abwägung auch EEG- und KWKG-Anlagen vom Netz nehmen könnten. Hierfür scheint auf den ersten Blick auch § 2 Abs. 2 EnWG zu sprechen, der die Verpflichtungen aus dem EEG „vorbehaltlich des § 13“ unberührt lässt.

Diese Folgerung ist aber keineswegs zwingend und im Ergebnis nicht überzeugend.

Der Zweck der Vorbehaltsklausel des § 2 Abs. 2 EnWG liegt darin, den Weg für eine vom Ansatz her uneingeschränkte Einbeziehung der EEG- und KWKG-Anlagen in das EnWG-Engpassmanagement zu öffnen. Das bedeutet aber nicht, dass die Klausel dahin verstanden werden müsste, EEG-/KWKG-Strom einerseits und konventionell erzeugter Strom andererseits seien im Rahmen des Engpassmanagements unterschiedslos gleichrangig zu behandeln. § 2 Abs. 2 EnWG bringt das so nicht zum Ausdruck, auch wenn es eine der möglichen Interpretationen ist. § 13 Abs. 2 EnWG trifft seinerseits hierzu keine Aussage, was als Hinweis darauf verstanden werden könnte, dass die Frage nach der Art der erzeugten Energie in seinem Kontext unbedeutend sein könnte. Aber auch das ist in die Vorschrift mehr hineingedacht als herausgelesen.

Leitlinie für die Anwendung des § 13 EnWG sind die Grundsätze des § 1 Abs. 1 EnWG, nach denen eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung anzustreben ist.¹⁰¹ Die Vorrangziele des EEG und des KWKG stellen hierzu keinen Gegensatz dar, sondern eine spezielle Ergänzung. Es steht daher durchaus im Einklang mit § 1 Abs. 1 EnWG, die Vorrangziele auch im Rahmen des § 13 Abs. 2 EnWG zu berücksichtigen, *soweit* sie nicht im konkreten Einzelfall durch anderweitige Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG – insbesondere durch die zu gewährleistende Sicherheit der Energieversorgung – in den Hintergrund gedrängt werden (müssen).¹⁰² Mit anderen Worten: Warum soll dem EEG-/KWKG-Vorrang nicht auch im konkreten Engpassfall Rechnung getragen werden, wenn und soweit das ohne Gefahren für die Sicherheit der Energieversorgung möglich ist? In einer derartigen Konstellation liegt es doch nahe, nach größtmöglicher Kongruenz der verschiedenen gesetzlichen Regelungen und Intentionen zu suchen, anstatt das eine Gesetz – hier das EEG bzw. das KWKG – schlicht für unbedeutend zu erklären, obwohl gerade der Engpassfall ein besonders wichtiger Vorrangfall sein müsste. Auf diese Weise würde man zu Wertungswidersprüchen zwischen den Gesetzen kommen.¹⁰³

Spricht daher schon auf Grundlage des gegenwärtigen deutschen Rechts Überwiegendes dafür, § 13 Abs. 2 EnWG im Sinne einer praktischen Konkordanz zwischen EnWG einerseits und EEG sowie KWKG andererseits so zu verstehen, dass den Vorrangzielen von EEG und

¹⁰¹ Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 18.

¹⁰² Vgl. Schumacher, ZUR 2009, 522/528; ebenso Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. § 13 Rdnr. 18b; in die gleiche Richtung Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 11.

¹⁰³ Einleuchtend Schumacher, ZUR 2009, 522/528 f.

KWKG möglichst auch innerhalb dieser Vorschrift Rechnung zu tragen ist, so gilt das speziell für den Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne der EE-Richtlinie erst recht unter Würdigung des europarechtlichen Einflusses der EE-Richtlinie. Denn diese verlangt in ihrem Art. 16 Abs. 2 Buchstabe c) von den Mitgliedstaaten – wie oben aufgezeigt (siehe unter D.1.2.2.1) – sicherzustellen, dass „die Betreiber der Übertragungsnetze beim Abrufen von Elektrizitätserzeugungsanlagen auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien Erzeugungsanlagen Vorrang gewähren, in denen erneuerbare Energiequellen eingesetzt werden, soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems dies zulässt“.

Dazu stünde es im Widerspruch, den Netzbetreibern im Rahmen des § 13 Abs. 2 EnWG den Freiraum zu eröffnen, in Engpasssituationen quasi beliebig den EEG-Strom abzuregeln, obwohl eine Drosselung der Einspeisung aus konventioneller Erzeugung ohne Beeinträchtigung des sicheren Betriebs des Elektrizitätssystems möglich wäre. Sofern im deutschen Recht keine speziellen Umsetzungsvorschriften für Art. 16 Abs. 2 der EE-RL geschaffen werden sollten, werden die deutschen Rechtsvorschriften mit Ablauf der Umsetzungsfrist (5. Dezember 2010) richtlinienkonform in diesem Sinne auszulegen sein.¹⁰⁴ Zu empfehlen ist jedoch – schon um Konflikte mit dem EU-Recht zu vermeiden – eine ausdrückliche Änderung des § 13 Abs. 2 EnWG im Sinne der Richtlinienvorgabe.

Das hier für geboten erachtete Verständnis einer EE-freundlichen Auslegung von § 13 Abs. 2 EnWG stimmt der Sache nach mit der Herangehensweise der Bundesnetzagentur in ihrem Konsultationsentwurf des Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement überein.¹⁰⁵

Es findet praktisch in zweierlei Weise seinen Ausdruck:

- Zum einen führt es im Verhältnis von § 11 Abs. 1 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG zueinander dazu, dass von § 11 Abs. 1 EEG nur Gebrauch gemacht werden darf, soweit die Möglichkeiten zur Drosselung von konventionellen Erzeugungsanlagen ohne Gefährdung der Systemstabilität ausgeschöpft sind (eingehend oben, Kap. D.1.3.4, siehe dort insb. Kap. D.1.3.4.3 und D.1.3.4.4).
- Zum anderen ist es – darüber hinaus – auch innerhalb der danach verbleibenden Anwendungsfälle von § 13 Abs. 2 EnWG zu beachten.

Bedeutsam ist die übereinstimmende Herangehensweise auf beiden Ebenen vor allem im Hinblick auf die recht zahlreichen Abgrenzungsprobleme zwischen den Anwendungsbereichen von § 11 Abs. 1 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG, in denen zum Teil unterschiedliche Zuordnungen vertretbar sein können (siehe dazu oben, Kap. D.1.3.4.4 mit seinen einzelnen Unterkapiteln). Denn soweit eine Gefährdungssituation von einem Netzbetreiber – unter Umständen auch fehlerhafterweise – nicht dem EEG-Einspeisemanagement zugeordnet wird, sondern dem § 13 Abs. 2 EnWG, bliebe es dennoch der Sache nach bei den gleichen Maßstäben für die Auswahl der zu treffenden konkreten Maßnahmen.

Außerdem wirkt sich die Berücksichtigung des EE- und KWK-Vorrangs innerhalb von § 13 Abs. 2 EnWG dahin aus, dass Anpassungsmaßnahmen gegenüber den vom EEG-Einspeisemanagement nicht

¹⁰⁴ So auch Schumacher, ZUR 2009, 522/529.

¹⁰⁵ Vgl. BNetzA: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Nr. 1.1 bis 1.3 (S. 4 ff.).

erfassten EEG-und KWKG-Anlagen erst zulässig sind, nachdem die Möglichkeiten zur Drosselung der Einspeisung aus (zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität nicht erforderlichen) konventionellen Anlagen ausgeschöpft sind.¹⁰⁶

Eine besondere Herausforderung ergibt sich innerhalb der Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG in der Vorphase der Inanspruchnahme von § 11 Abs. 1 EEG, d.h. wenn es darum geht, Anpassungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Einspeisungen zu treffen, bevor es zur Anwendung des EEG-Einspeisemanagements kommt. Zulässig und geboten sind in diesem Handlungsstadium Anpassungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen, soweit deren Einspeisungen nicht erforderlich sind, um die nötige Sicherheit und Zuverlässigkeit des Systems zu gewährleisten, so dass die sog. Must-Run-Anlagen am Netz bleiben dürfen (siehe oben, Kap. D.1.3.4.2).

Da es sich bei den sog. Must-Run-Units häufig um fossil oder atomar betriebene Großkraftwerke handelt, kann es hier zu einer praktisch unter Umständen nicht adäquat lösbaren Konkurrenzsituation zwischen fluktuierende EE-Strommengen einerseits und nicht flexibel genug steuerbaren Einspeisungen aus konventionellen Grundlastkraftwerken kommen. Denn es kann hier passieren, dass bei Herausnahme des Grundlaststroms die notwendige Residuallast im Netz nicht mehr abgedeckt wäre und auch nicht anderweitig ausgeglichen werden könnte, wodurch die Systemstabilität gefährdet würde. Solche Situationen werden perspektivisch vor allem in den Übertragungsnetzen häufiger vorkommen können.

Die großen Atom-, Braunkohle- und Steinkohle-Grundlastkraftwerke, die typischerweise direkt an ein Übertragungsnetz angebunden sind, sind aus technischen Gründen nur bis zur Aufrechterhaltung einer bestimmten Mindestleistung abregelbar. Übersteigt etwa die Windstromeinspeisung auf Grund guter Windverhältnisse ein bestimmtes Maß, müssten Grundlastkraftwerke komplett abgeschaltet werden – was an sich auch wünschenswert wäre und auf Grundlage des § 13 Abs. 2 EnWG in Ansehung des EE-Vorrangs grundsätzlich auch zulässig wäre. Es ist aber praktisch nicht immer ohne weiteres möglich, sei es weil damit im Verhältnis zur Nachfrage wiederum zu viel Strom auf einmal aus dem Netz herausgenommen werden müsste oder weil die zur Versorgungssicherheit erforderliche Reserve nicht mehr ausreichen würde. Für diesen besonders bedeutsamen Fall der Konkurrenz im Netz – der praktisch auf einen partiellen Vorrang von Strom aus nicht flexibel regelbaren konventionellen Kraftwerken gegenüber Strom aus regenerativen Energien hinauslaufen würde – bieten die Bestimmungen zum Einspeise- und Engpassmanagement keine befriedigende Lösung.

Folgt man der hier vertretenen Auffassung zur EEG-freundlichen Interpretation von § 13 Abs. 2 EnWG nicht, so bieten die Vorschriften des EnWG ohnehin keine angemessene Lösung für die Vorrangziele des EEG.

¹⁰⁶ Im Ergebnis ebenso BNetzA: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement (Konsultationsfassung), Nr. 1.3 (S. 8).

D.1.4.3 Folgerungen – Empfehlungen

Im vorstehenden Abschnitt wurde herausgearbeitet, dass auf den gesetzlich gewollten Vorrang für die Einspeisung von EEG- und KWKG-Strom entgegen dem insoweit „enthaltssamen“ Wortlaut der Vorschrift auch innerhalb des § 13 Abs. 2 EnWG grundsätzlich Rücksicht genommen werden muss. Das bedeutet, dass die Netzbetreiber gehalten sind, im Rahmen des § 13 Abs. 2 EnWG vorrangig konventionelle Einspeisungen abzuregeln, soweit ein Steuern von EEG- und KWKG-Anlagen nicht erforderlich ist, um die Gefährdungslage zu beseitigen.

Das folgt einerseits aus dem zwischen den verschiedenen Gesetzen anzuwendenden Gebot der praktischen Konkordanz, das dazu verpflichtet, innerhalb des EnWG soweit möglich auch die Ziele des EEG und des KWKG zum Tragen zu bringen, andererseits – jedenfalls mit Ablauf der Umsetzungsfrist – auch aus Art. 16 Abs. 2 Buchstabe c) der neuen EE-Richtlinie 2009/28/EG.

Um in dieser Hinsicht rechtssichere Verhältnisse zu schaffen, empfiehlt es sich, ausdrückliche gesetzliche Regelungen hierüber vorzusehen. Die Grundlage dafür kann die bereits oben vorgeschlagene Lösung bieten, in den zugrunde liegenden Bestimmungen ausdrücklich festzulegen, dass die Abregelung von EEG- und KWKG-Anlagen aus Gründen der Netzkapazität generell (d.h. auch bei Fehlen einzelner Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG in seiner derzeitigen Fassung) als Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG zu behandeln ist, so dass dann stets die speziellen Entschädigungsvorschriften des § 12 EEG zum Zuge kommen (siehe oben, Kap. D.1.3.5). Ergänzend sollte eine einheitliche Bestimmung in/für § 13 Abs. 1 und 2 EnWG geschaffen werden, nach welcher Einspeisungen aus EEG- und KWKG-Anlagen Vorrang zu gewähren ist, soweit nicht Gründe der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems eine abweichende Vorgehensweise erfordern.

Weitergehender Überlegungen bedarf es zur Bewältigung des Problems, wie mit den für die längere Perspektive der Energiewirtschaft besonders bedeutsamen Fallgestaltungen umgegangen werden kann, in denen fluktuierender EEG-Strom mit nicht ausreichend regelbarem konventionellem Grundlaststrom konkurriert und die Reduzierung der konventionellen Grundlast zu einer Systemgefährdung führen könnte. Dieses Problem lässt sich zwar nicht auf der Ebene des Engpassmanagements lösen, aber möglicherweise durch eine spezifische Haftungsregelung relativieren (siehe dazu unten, D.1.5.2).

D.1.5 Haftung

D.1.5.1 Rechtslage

Es ist bereits einführend dargestellt worden, dass zwischen den Haftungsbestimmungen im EnWG und im EEG erhebliche Unterschiede bestehen (siehe oben, D.1.2.1.3):

Während § 12 Abs. 1 EEG bei Anwendung des Einspeisemanagements einen Entschädigungsanspruch der von der Abregelung betroffenen EEG-Anlagenbetreiber¹⁰⁷ für die eingetretenen wirtschaftlichen Nachteile (insb.

¹⁰⁷ Beachte: Nicht für die Betreiber der ebenfalls in das EEG-Einspeisemanagement einbezogenen KWK-Anlagen; eingehend Schumacher, ZUR 2009, 522/529.

den Vergütungsverlust) vorsieht, der unter bestimmten Voraussetzungen über die Netzentgelte abwälzbar ist, enthält § 13 EnWG für den Fall von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG keinen vergleichbaren Anspruch. Die einschlägige Bestimmung des § 13 Abs. 4 Satz 2 EnWG sieht für Fälle der Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG im Gegenteil sogar grundsätzlich einen Ausschluss jeglicher Haftung für Vermögensschäden vor, so dass auch keine „normalen“ zivilrechtlichen Haftungsansprüche geltend gemacht werden können:

„Soweit bei Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2 Maßnahmen getroffen werden, ist insoweit die Haftung für Vermögensschäden ausgeschlossen.“

Mit dem weitreichenden Haftungsausschluss bezweckt der Gesetzgeber zu verhindern, dass Übertragungsnetzbetreiber angesichts unüberschaubarer Haftungsrisiken trotz Vorliegens einer Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems untätig bleiben.¹⁰⁸

Fraglich ist, unter welchen konkreten Voraussetzungen der Haftungsausschluss greift – oder umgekehrt ausgedrückt: Wann der Haftungsausschluss *nicht* zum Tragen kommt, weil es an einer der notwendigen Voraussetzungen fehlt. Nahe liegend ist es, davon auszugehen, dass der Haftungsausschluss nicht greift, wenn der Netzbetreiber § 13 Abs. 2 EnWG fehlerhaft angewandt hat. Doch so einfach ist es nach dem Wortlaut der Vorschrift nicht.

Der Wortlaut der Vorschrift („bei Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2“) spricht dafür, einen Haftungsausschluss nur dann zu verneinen, wenn die Voraussetzungen des § 13 Abs. 2 EnWG (überhaupt) nicht vorlagen, der Netzbetreiber also fehlerhafterweise eine Situation angenommen hat, die ihn zur Ergreifung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigte. Insofern setzt man sich in der Kommentarliteratur mit der Frage auseinander, ob es auf die sachgerechte Beurteilung zum Zeitpunkt der Entscheidung für die Maßnahme ankommt oder auf eine Ex-post-Beurteilung. Die Tendenz geht dahin, es auf die Ex-ante-Sicht ankommen zu lassen.¹⁰⁹

Diese Problematik kann im vorliegenden Kontext relevant werden, wenn ein Netzbetreiber § 13 Abs. 2 EnWG zur Anwendung gebracht hat, obwohl an sich § 11 Abs. 1 EEG hätte angewendet werden müssen, wenn also ein **Zuordnungsfehler im Verhältnis von § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG** vorliegt. Hierzu ist zu sagen:

- Eine fehlerhafte Zuordnung eines Falles zu § 13 Abs. 2 EnWG anstatt zu § 11 Abs. 1 EEG ist vor allem dann möglich, wenn ein Netzbetreiber der Auffassung ist, wegen des Fehlens einzelner Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG an dessen Stelle auf die Befugnisse des § 13 Abs. 2 EnWG zurückgreifen zu können. Nach der hier vertretenen Auffassung wäre in derartigen Fällen gleichwohl von einer tatbestandlichen Anwendung des § 11 Abs. 1 EEG auszugehen, so dass der Weg zur Anwendung der Haftungsbestimmungen aus § 12 EEG eröffnet ist (siehe oben, Kap. D.1.3.2). Folgt man dieser Auffassung unter Verweis auf den Wortlaut als solchen nicht, so würde dies zur Einschlägigkeit

¹⁰⁸ So die Gesetzesbegründung in BT-Drs. 15/3917, S. 57.

¹⁰⁹ Vgl. Stötzl, in: Britz/Hellermann/Herms, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 30; Salje, EnWG, § 13 Rdnr. 42 ff.; unklar Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 50 ff.

des § 13 Abs. 4 EnWG führen. Ein derart krasses Auseinanderfallen der Haftungsfolgen in Abhängigkeit davon, auf welche Vorschriften die Maßnahme gestützt wird, ist nach Ansicht des Verfassers nicht hinnehmbar.

Weniger Schwierigkeiten bereitet demgegenüber die Behandlung der Fehlerfolgen bei unzulässiger Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG an Stelle des EnWG-Engpassmanagements:

- Bei einer an sich unzulässigen Anwendung des EEG-Einspeisemanagements an Stelle von an sich primär gebotenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG steht den betroffenen Anlagenbetreibern ein Entschädigungsanspruch nach § 12 Abs. 1 EEG zu, da es sich um einen Fall des Gebrauchs von § 11 Abs. 1 EEG handelte. Der Netzbetreiber wird die ihm dadurch entstandenen Kosten jedoch nicht im Rahmen der Netzentgelte in Ansatz bringen können, weil die Anwendung des EEG-Einspeisemanagements nicht erforderlich war.
- Bei einem an sich nicht zulässigen Gebrauch von § 11 Abs. 1 EEG an Stelle von § 13 Abs. 2 EnWG (der zum Beispiel auftreten kann, wenn die Anlage nicht in den Anwendungsbereich von § 11 Abs. 1 EEG fällt) gilt das Gleiche. Auch hier begründet die Maßnahme als solche einen Entschädigungsanspruch der „ausgebremsten“ EEG-/KWKG-Einspeiser, jedoch war die Maßnahme nicht erforderlich im Sinne von § 12 Abs. 2 EEG.

Mindestens ebenso interessant wie die Behandlung von Zuordnungsfehlern zwischen den EnWG-Engpassmanagement und dem EEG-Einspeisemanagement ist im hier diskutierten Zusammenhang die Frage, was gilt, wenn der **EEG-/KWKG-Vorrang innerhalb von § 13 Abs. 2 EnWG missachtet** wird – wenn also ein Netzbetreiber innerhalb des § 13 Abs. 2 EnWG entgegen der gebotenen EEG-freundlichen Anwendung gleichrangig oder gar vorrangig Maßnahmen gegen EEG- und KWKG-Anlagen ergreift, obwohl es ohne Systemgefährdung möglich wäre, zunächst die Abregelung von konventionellen Stromerzeugern zu veranlassen, um die Gefährdung zu beseitigen (siehe dazu oben, D.1.4.2). Für den Fall der *in sich* fehlerhaften Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG – hier zu Lasten der an sich auch in diesem Kontext gebotenen Rücksichtnahme auf den gesetzlich gewollten Vorrang von EEG- und KWKG-Strom – sieht § 13 Abs. 4 EnWG keine besonderen Regelungen vor. Satz 2 der Vorschrift nennt als Voraussetzung für den Haftungsausschluss lediglich das „Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2“. Der Haftungsausschluss greift somit nach dem Vorschriftenwortlaut auch dann, wenn bei einer einen Eingriff nach § 13 Abs. 2 EnWG rechtfertigenden Situation sozusagen „die Falschen“ zur Reduzierung ihrer Stromeinspeisung gezwungen werden.

Konsequenterweise dürfte vor dem Hintergrund der oben entwickelten Auffassung zur Berücksichtigung des EEG-/KWKG-Vorrangs innerhalb des § 13 Abs. 2 EnWG davon auszugehen sein, dass auch § 13 Abs. 4 Satz 2 EnWG in entsprechendem Sinne zu interpretieren ist – nämlich dahin, dass zur Auslösung des Haftungsausschlusses das „Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2“ gegenüber dem *einzelnen* von der

Maßnahme Betroffenen erforderlich ist. Es muss aber als unsicher betrachtet werden, ob sich diese Interpretation in der Praxis und in der Rechtsprechung ohne weiteres durchsetzen wird, zumal die bislang veröffentlichte Rechtsliteratur diese Problematik nicht einmal anspricht.¹¹⁰ Zu empfehlen ist daher auch insoweit eine ausdrückliche gesetzliche Klarstellung.

D.1.5.2 Folgerungen – Empfehlungen

Die Entschädigungs- und Haftungsbestimmungen zum EnWG-Engpassmanagement und zum EEG-Einspeisemanagement genügen in ihrer derzeitigen Gestalt nicht vollständig dem Ziel, den im EEG und im KWKG angelegten Vorrang adäquat zu flankieren.

Innerhalb des § 13 Absatz 4 EnWG ist zu empfehlen, den Haftungsausschluss nach § 13 Abs. 4 Satz 2 EEG über die derzeitige Formulierung hinaus ausdrücklich unter die Voraussetzung zu stellen, dass die zur Reduzierung der Einspeisung führende Maßnahme *gegenüber dem jeweils in Anspruch genommenen Adressaten* erforderlich gewesen sein muss. Damit könnte eine bislang bestehende Unsicherheit beseitigt werden.

Aus dem Blickwinkel der Förderziele des EEG ist, wie bereits mehrfach betont wurde, von zentraler Bedeutung, eine angemessene Lösung für Situationen zu schaffen, in denen an sich ein Anwendungsfall des § 11 Abs. 1 EEG vorliegt, jedoch nicht sämtliche Voraussetzungen der Norm erfüllt sind. Für diesen Fall wird in der vorliegenden Ausarbeitung angenommen, dass gleichwohl von einem Anwendungsfall des § 11 Abs. 1 EEG auszugehen ist und daher auch § 12 EEG Anwendung findet. Diese Konsequenz sollte ausdrücklich geklärt werden, um auch an dieser Stelle Rechtssicherheit zu schaffen und einen Anreiz zur Umgehung des § 11 EEG zu beseitigen (siehe bereits oben, Kap. D.1.3.5 und D.1.4.3)

Um darüber hinaus auch diejenigen Fälle zu erfassen, in denen von nicht dem § 11 Abs. 1 EEG unterliegenden EEG- und KWKG-Anlagen unzulässigerweise die Drosselung verlangt wird, bietet es sich an, den Betreibern von zur Drosselung der Einspeisung veranlassten EEG- und KWKG-Anlagen zum Ausgleich entgangener gesetzlicher Vergütungen *generell* einen Entschädigungsanspruch nach dem Vorbild des § 12 Abs. 1 EEG zu geben – ungeachtet dessen, ob hierbei von § 11 EEG oder von § 13 Abs. 2 EnWG als Rechtsgrundlage Gebrauch gemacht wurde. Begrenzt werden müsste dieser Anspruch allerdings auf diejenigen Fälle, in denen die Drosselung aus Kapazitätsgründen erfolgte. Nicht sachgerecht wäre es, den Anspruch auch auszudehnen auf Fallgestaltungen, in denen die Gefährdungslage aus andersartigen Störungen resultiert.

Auf diese Weise könnten auch diejenigen Problemlagen mit erfasst werden, in denen an der Abregelung von fluktuierenden EEG- und KWKG-Einspeisungen im Zuge des § 13 Abs. 2 EnWG kein Weg vorbei führt, weil sich zugleich eine (zu) große Menge an nicht flexibel regelbarem konventionellem Grundlaststrom im Netz befindet, dessen Drosselung die Systemstabilität gefährden würde (Strom aus „Must-Run-Anlagen“). Zwar ließen sich derartige Problemlagen durch bloße Ausdehnung der

¹¹⁰ Was vor dem Hintergrund eines weithin angenommenen Beurteilungsspielraums auf Seiten des Netzbetreibers auch nicht verwundert.

Entschädigungsregelungen nicht gänzlich vermeiden, aber es wäre möglich, den daraus resultierenden wirtschaftlichen Nachteil der EEG- und KWKG-Anlagenbetreiber auf angemessene Weise auszugleichen.

Eine zusätzliche Option bestünde darin, in diesen Fällen an Stelle der Befugnis zur Überwälzung der Kostenbelastungen auf die Netzentgelte die Möglichkeit vorzusehen, dass die Netzbetreiber von dem am Netz verbleibenden Betreibern von „Must-Run-Anlagen“ einen Ausgleich verlangen könnten. Ob sich hierfür eine angemessene und praktikable Regelung treffen lässt, bedarf jedoch weiterer energiewirtschaftlicher Betrachtungen.

D.1.6 Ordnungsrechtliche Überwachung

D.1.6.1 Rechtslage

Über die rein haftungsrechtlichen Konsequenzen hinaus stellt sich die Frage, welche aufsichtsrechtlichen Möglichkeiten bestehen, die fehlerhafte Anwendung von § 13 EnWG zu korrigieren und ggf. auch im Nachhinein zu ahnden.

Für den vorliegenden Zusammenhang sind drei Regelungskomplexe des EnWG relevant:

- § 65 EnWG regelt die allgemeinen Aufsichtsbefugnisse der Regulierungsbehörden.
- Die §§ 30 ff. EnWG sehen eine darüber hinausgehende Missbrauchsaufsicht vor.
- § 95 EnWG enthält für die nachträgliche Ahndung von Pflichtverstößen einen Katalog von Ordnungswidrigkeiten (Bußgeldtatbeständen).

D.1.6.1.1 Aufsichtsbefugnisse

Im Rahmen ihrer allgemeinen Aufsichtsbefugnisse nach **§ 65 EnWG** haben die Regulierungsbehörden die Möglichkeit, Unternehmen zu verpflichten, ein gesetzeswidriges Verhalten abzustellen (Abs. 1), ihnen Maßnahmen zur Einhaltung von Verpflichtungen anzuordnen (Abs. 2) oder eine Zuwiderhandlung festzustellen, nachdem diese beendet ist (Abs. 3). Im Kontext des Engpassmanagements wird die Behörde auf Grund der Kurzfristigkeit der getroffenen Maßnahmen regelmäßig erst nach Beendigung der Maßnahmen handeln können, so dass sich kaum ein praktischer Anwendungsbereich für § 65 Abs. 1 oder 2 ergibt.¹¹¹

Ergänzt werden die allgemeinen Aufsichtsrechte für den Bereich des Netzzugangs durch die speziellen Ermächtigungen nach § 27 StromNZV, zu denen auch die Befugnis der Regulierungsbehörden gehört, Festlegungen nach § 29 EnWG zur Bewirtschaftung von Netzengpässen und zu deren Veröffentlichung zu treffen. Derartige Festlegungen enthalten typischerweise allgemeingültige Vorgaben und sind damit auf die Bewältigung einer Vielzahl von Fällen gerichtet.¹¹²

Die speziellen Befugnisse der Missbrauchsaufsicht nach **§§ 30 ff. EnWG** gehen in mehrfacher Hinsicht über diejenigen aus § 65 EnWG hinaus.

¹¹¹ Vgl. Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 45; Salje, EnWG, § 13 Rdnr. 17.

¹¹² Kritisch Britz, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 29 Rdnr. 10 ff.

Wichtiger als die unmittelbar in § 30 Abs. 2 EnWG verankerten möglichen Anordnungsbefugnisse (die sich praktisch mit denen aus § 65 EnWG weitgehend decken), sind

- die daran gemäß § 31 EnWG anknüpfenden Möglichkeiten der benachteiligten Unternehmen und insbesondere der Verbraucherschutzverbände, von der Regulierungsbehörde die Durchführung von Missbrauchsprüfungen verlangen zu können,
- die in § 32 EnWG statuierten besonderen Unterlassungs- und Schadensersatzansprüche (die auch durch Verbände geltend gemacht werden können)
- und die durch § 33 EnWG gegebene Möglichkeit der Regulierungsbehörde, den Ausgleich des durch Verstöße entstandenen wirtschaftlichen Vorteils anzuordnen (Vorteilsabschöpfung).

Die Voraussetzungen für die Missbrauchsaufsicht sind in **§ 30 Abs. 1 EnWG** normiert. Der für den vorliegenden Zusammenhang relevante Teil der Vorschrift lautet (Auszug).

„§ 30 Missbräuchliches Verhalten eines Netzbetreibers

(1) Betreibern von Energieversorgungsnetzen ist ein Missbrauch ihrer Marktstellung verboten. Ein Missbrauch liegt insbesondere vor, wenn ein Betreiber von Energieversorgungsnetzen

1. Bestimmungen der Abschnitte 2 und 3 oder der auf Grund dieser Bestimmungen erlassenen Rechtsverordnungen nicht einhält,
2. andere Unternehmen unmittelbar oder mittelbar unbillig behindert oder deren Wettbewerbsmöglichkeiten ohne sachlich gerechtfertigten Grund erheblich beeinträchtigt,
3. andere Unternehmen gegenüber gleichartigen Unternehmen ohne sachlich gerechtfertigten Grund unmittelbar oder mittelbar unterschiedlich behandelt

(...)“

Die praktisch bedeutsamste Vorschrift ist, da ihre Voraussetzungen allgemein gehalten sind, die Bestimmung des § 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG, nach der jegliche Verstöße gegen die Abschnitte 2 und 3 des Gesetzes als Missbrauch der Marktstellung eingestuft werden. Die im vorliegenden Kontext entscheidenden Vorschriften zum Engpassmanagement (§ 13 EnWG) und zu den vorgelagerten Pflichten zur Sicherstellung einer ausreichenden Netzkapazität (§§ 11 Abs. 1, 12 Abs. 3 EnWG) befinden sich jedoch im *1. Abschnitt* des betreffenden Teils des EnWG. Die Missbrauchsaufsicht umfasst daher jedenfalls nicht generell auch das Engpassmanagement und die Maßnahmen zur Sicherstellung einer ausreichenden Netzkapazität.¹¹³

Denkbar ist eine Erstreckung der Missbrauchsaufsicht nach dem Wortlaut der Bestimmung immerhin über § 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 oder Nr. 3 EnWG. Die konkrete Reichweite der Vorschriften speziell für Anwendungsfälle des

¹¹³ Vgl. Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 42.

§ 13 EnWG ist – soweit ersichtlich – noch weitgehend ungeklärt.¹¹⁴ Möglicherweise wird man die Vorschriften in Einzelfällen zur Anwendung bringen können, sofern ein konkret benachteiligtes Unternehmen im Rahmen der bei ihm liegenden Beweislast einen entsprechenden Verstoß zu seinen Lasten beweisen kann.¹¹⁵

Durch eine **Erweiterung des generalklauselartigen Missbrauchstatbestands** in § 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG auf Fälle der fehlerhaften Anwendung des Engpassmanagements zu Lasten des EEG-/KWKG-Vorrangs (oder eine entsprechende Ergänzung des Beispielskatalogs) könnte insofern Rechtssicherheit geschaffen und zugleich ein präventiv wirkendes Signal in Richtung einer mit Blick auf den EEG- und KWKG-Vorrang konsequenten Überwachung des § 13 EnWG gesetzt werden.

Ungleich wichtiger ist eine Erweiterung des Katalogs der Missbrauchstatbestände des § 30 Abs. 1 Satz 2 EnWG im Hinblick auf die Sicherstellung einer **ausreichenden Netzkapazität**. Diese wird von der Vorschrift bislang an keiner Stelle adressiert. Die Bestimmung steht selbst in besonders problematischen Einzelfällen (über Nr. 2 oder 3) nicht zur Verfügung. Hier ist die Gefahr einer tendenziellen Missachtung der gesetzlichen Verpflichtungen besonders groß, da die Ausbauverpflichtungen auf ein gegenläufiges kurzfristiges wirtschaftliches Eigeninteresse der Netzbetreiber selbst stoßen können.

D.1.6.1.2 Ordnungswidrigkeiten

Die maßgebenden Ordnungswidrigkeitstatbestände finden sich in § 95 Abs. 1 EnWG. Danach gilt:

„(1) Ordnungswidrig handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

1. ohne Genehmigung nach § 4 Abs. 1 ein Energieversorgungsnetz betreibt,
2. entgegen § 5 Satz 1 eine Anzeige nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig erstattet,
3. einer vollziehbaren Anordnung nach
 - a) § 5 Satz 4, § 65 Abs. 1 oder 2 oder § 69 Abs. 7 Satz 1 oder Abs. 8 Satz 1 oder
 - b) § 30 Abs. 2zuwiderhandelt,
4. entgegen § 30 Abs. 1 Satz 1 eine Marktstellung missbraucht oder
5. einer Rechtsverordnung nach
 - a) § 17 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1, § 24 Satz 1 Nr. 1 oder § 27 Satz 5, soweit die Rechtsverordnung Verpflichtungen zur Mitteilung, Geheimhaltung, Mitwirkung oder Veröffentlichung enthält,
 - b) § 17 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2, § 21a Abs. 6 Satz 1 Nr. 3, § 24 Satz 1 Nr. 2 oder 3 oder § 29 Abs. 3 oder
 - c) einer Rechtsverordnung nach § 49 Abs. 4 oder § 50oder einer vollziehbaren Anordnung auf Grund einer solchen Rechtsverordnung zuwiderhandelt, soweit die Rechtsverordnung für einen bestimmten Tatbestand auf diese Bußgeldvorschrift verweist.“

¹¹⁴ Keine Kommentierung zu den entsprechenden Konstellationen enthalten z.B. die Kommentare Britz/Hellermann/Hermes und von Salje.

¹¹⁵ Vgl. Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG Rdnr. 43.

Verstöße gegen die Pflichten aus **§ 13 EnWG** sind als solche *nicht* bußgeldbewehrt. Der Katalog der Ordnungswidrigkeiten in § 95 Abs. 1 EnWG enthält keinen spezifisch auf § 13 EnWG Bezug nehmenden Tatbestand – ebenso wenig wie für den Fall, dass ein Netzbetreiber seinen Pflichten zum Kapazitätsausbau nicht in der gebotenen Weise nachkommt.

Auch Verstöße gegen eine Festlegung der Regulierungsbehörde zum Engpassmanagement nach § 27 Abs. 1 Nr. 10 StromNZV sind nicht bußgeldbewehrt (vgl. § 29 StromNZV).

Eine Ordnungswidrigkeit kann sich daher allenfalls indirekt daraus ergeben, dass ein Netzbetreiber einer vollziehbaren Anordnung der Regulierungsbehörde nach § 65 Abs. 1 oder 2 EnWG nicht nachkommt (vgl. § 95 Abs. 1 Nr. 3 a) EnWG). Auch dieser Tatbestand dürfte für eine fehlerhafte Anwendung des Engpassmanagements jedoch praktisch ins Leere gehen, weil das Engpassmanagement kaum Ansatzpunkte für eine vollziehbare Anordnung nach § 65 Abs. 1 oder 2 EnWG bietet, sondern allenfalls für eine nachträgliche Feststellung eines Gesetzesverstößes gemäß § 65 Abs. 3 EnWG Anlass bieten dürfte. Das legt eine entsprechende Erweiterung der betreffenden Klausel nahe.

Sofern – wie im voranstehenden Unterkapitel vorgeschlagen – die Missbrauchsaufsicht nach § 30 Abs. 1 EnWG generell auf eine fehlerhafte Anwendung des Engpassmanagements und ggf. auch auf Verstöße gegen die Pflichten zur Vorhaltung von ausreichender Netzkapazität ausgedehnt würde, fielen die betreffenden Fallgestaltungen quasi automatisch unter den Tatbestand des § 95 Abs. 1 Nr. 4 EnWG. Anderenfalls ist zu empfehlen, den Katalog um eine spezielle Regelung dazu zu erweitern.

D.1.6.2 Folgerungen - Empfehlungen

Für die Seite der **ordnungsrechtlichen Überwachung** lassen sich folgende Empfehlungen formulieren:

- Generelle Erweiterung des Missbrauchstatbestands von § 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG auf Fälle der fehlerhaften Anwendung von § 13 EnWG zu Lasten des EEG-/KWKG-Vorrangs sowie auf Fälle der unzureichenden Kapazitätshaltung,
- entsprechende Erweiterung des Ordnungswidrigkeitenkatalogs von § 95 Abs. 1 EnWG.

D.1.7 Informations- und Berichtspflichten

D.1.7.1 Rechtslage

§ 13 EnWG sieht folgende Informations- und Berichtspflichten vor:

- Gemäß § 13 Abs. 2 Satz 2 EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber bei einer „erforderlichen Anpassung (...) insbesondere die betroffenen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Stromhändler soweit möglich vorab zu informieren“. Die Informationspflicht besteht „insbesondere“ gegenüber betroffenen Verteilernetzbetreibern und Händlern, darf aber nicht dahin missverstanden werden, dass die

betroffenen Erzeuger und Abnehmer nicht ebenfalls zu informieren wären.¹¹⁶

- Nach § 13 Abs. 5 EnWG sind die „hiervon unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde“ über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen „unverzüglich zu informieren“ (Satz 1). Auf Verlangen sind die vorgetragenen Gründe „zu belegen“ (Satz 2). Genauere Bestimmungen über die Art der Information und des Belegens enthält die Vorschrift nicht. Dem Sinne nach muss davon ausgegangen werden, dass die Belege geeignet sein müssen, die Entscheidung des Netzbetreibers zu begründen. Nach *Salje* soll die Verpflichtung aber nicht so weit gehen, auch die Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen zu offenbaren.¹¹⁷
- § 13 Abs. 6 EnWG verlangt von den Netzbetreibern eine unverzügliche Unterrichtung der Regulierungsbehörde, wenn die nach § 13 Abs. 2 des Gesetzes getroffenen Maßnahmen nicht ausreichen, um eine Versorgungsstörung für lebenswichtigen Bedarf abzuwenden.
- § 13 Abs. 7 EnWG sieht die jährliche Vorlage von Schwachstellenanalysen bei der Regulierungsbehörde vor.

Im Vergleich zu dem dezidierten § 11 Abs. 3 EEG hält sich die für die Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG zentrale Vorschrift des § 13 Abs. 5 EnWG deutlich zurück. Sie macht keine konkreten Vorgaben hinsichtlich des Inhalts der Belege und sieht auch nicht generell die Vorlage von Belegen vor, sondern nur für den Fall eines besonderen Verlangens; anderenfalls bleibt es bei einer schlichten Informationspflicht. Im Gegensatz dazu spricht § 11 Abs. 3 Satz 1 EEG von einem „Nachweis über die Erforderlichkeit der Maßnahme“. § 11 Abs. 3 Satz 2 EEG fordert erläuternd, dass die Nachweise geeignet sein müssen, „eine sachkundige dritte Person in die Lage zu versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können“; zu diesem Zweck seien insbesondere die Daten über die Ist-Einspeisung vorzulegen.

D.1.7.2 Folgerungen – Empfehlungen

Schon aus Gründen der Rechtsvereinfachung und Rechtssicherheit ist es sinnvoll, die Vorschriften von § 11 Abs. 3 EEG und § 13 Abs. 5 EnWG zu harmonisieren.

Diese Harmonisierung sollte sich hinsichtlich der Art und des Inhalts des Nachweises an § 11 Abs. 3 EEG orientieren. Um sicherzustellen, dass die Entscheidungen des Netzbetreibers nachvollziehbar und ggf. gerichtlich überprüfbar sind, aber auch um zu gewährleisten, dass § 13 Abs. 2 EnWG tatsächlich entsprechend den gesetzlichen Zwecken in einer möglichst EEG- und KWKG-freundlichen Weise angewandt wird, sollte – wie in § 11 Abs. 3 Satz 2 EEG geschehen – festgehalten werden, dass der Nachweis sachkundige Dritte in die Lage versetzen muss, die Erforderlichkeit der Entscheidung (gegenüber den jeweiligen Adressaten) vollständig nachzuvollziehen, und dass hierbei unter anderem die maßgebenden

¹¹⁶ Vgl. Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 1. Aufl. § 13 Rdnr. 23 m.w.N.

¹¹⁷ Salje, EnWG, § 13 Rdnr. 34.

Daten über die Ist-Einspeisung und über die im Weiteren erwartete Entwicklung verwendet werden.

Erwägenswert erscheint außerdem, eine Informations- und Dokumentationspflicht für alle Anwendungsfälle des Einspeisemanagements im Internet zu schaffen. Hierüber sollten ggf. an anderer Stelle konzeptionelle Überlegungen angestellt werden.

D.1.8 Regelungen zum KWK-Strom

D.1.8.1 KWKG: Gegenüber EEG-Strom gleichrangiger Abnahmevorrang

Das KWKG sieht seit der Novellierung im Jahr 2009¹¹⁸ vor, dass die gesetzlichen Verpflichtungen des Netzbetreibers zur Abnahme von KWKG-Strom und zur Abnahme von EEG-Strom gleichrangig sind. Der insoweit maßgebende § 4 Abs. 1 KWKG trägt folgenden Wortlaut.

„(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, KWK-Anlagen im Sinne des § 5 an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten KWK-Strom vorrangig abzunehmen. Die Verpflichtung nach Satz 1 und die Verpflichtung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zur Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sind gleichrangig. Die Verpflichtung trifft den Netzbetreiber, zu dessen technisch für die Aufnahme geeignetem Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der KWK-Anlage besteht.“

Der Gesetzgeber hat sich im Kontext der Novellierung des KWKG 2009 bewusst für eine grundsätzliche Gleichrangigkeit der Abnahmepflichten aus EEG und KWKG entschieden. In der Gesetzesbegründung heißt es dazu kurz, die Gleichstellung sei „notwendig, um auch KWK-Anlagenbetreibern die erforderliche Investitionssicherheit zu verschaffen“.¹¹⁹

Diese konzeptionelle Grundentscheidung des Gesetzgebers soll an dieser Stelle nicht in Frage gestellt werden. Angesichts des Entwicklungsrückstands der KWK-Nutzung in Deutschland und der Bedeutung für die Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele bis 2020 erscheint diese Grundentscheidung jedenfalls auf kürzere bis mittlere Perspektive sachlich gut vertretbar.

Geklärt werden soll im vorliegenden Kontext jedoch in Ergänzung zu den vorstehenden Ausführungen, welche konkrete Bedeutung der Gleichrangigkeitsforderung im Kontext der Bestimmungen zum Einspeise- und Engpassmanagement zukommt. Dazu ist einerseits zu prüfen, worauf sich die Gleichrangigkeitsforderung des § 4 Abs. 1 Satz 2 KWKG inhaltlich bezieht, andererseits genauer zu betrachten, in welcher Weise die einschlägigen Vorschriften der anderen Gesetze (EnWG und EEG) speziell mit Strom aus KWK umgehen.

Praktische Bedeutung erlangt die mit dem EEG-Strom gleichrangige Vorrangstellung des KWKG-Stroms in Engpasssituationen. Solche können sich Verteilnetzen ebenso ergeben wie in Übertragungsnetzen.

Nach dem Wortlaut von § 4 Abs. 1 Satz 2 KWKG bezieht sich die ausgesprochene Gleichrangigkeit lediglich auf die in Satz 1 der Vorschrift

¹¹⁸ Siehe zum Werdegang den Gesetzentwurf in BT-Drs. 16/8305 und die Beschlussempfehlung in BT-Drs. 16/9469.

¹¹⁹ BT-Drs. 16/8305, S. 16.

ausgesprochene Verpflichtung zur vorrangigen Abnahme des KWKG-Stroms, während § 8 Abs. 1 EEG von einer Verpflichtung spricht, den EEG-Strom unverzüglich vorrangig „abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen“. Das wirkt inkongruent.

Aus der Vorschrift lässt sich nicht eindeutig ableiten, ob sich die Gleichrangigkeit ausschließlich auf die Abnahme oder auch auf die Übertragung und Verteilung im Netz bezieht. Der Wortlaut von § 4 Abs. 1 Satz 1 und 2 KWKG als solcher spricht eher für eine Beschränkung des Vorranganspruchs auf die (Erst-) Abnahme durch denjenigen Netzbetreiber, der den KWKG-Strom unmittelbar aus der Anlage in sein Netz aufnimmt. Denn Satz 1 der Vorschrift spricht einen Vorrang lediglich für die Abnahme aus, nicht für die Übertragung im Netz. Diesem Verständnis entspricht auch die innere Logik des § 4 Abs. 2 KWKG, der seinerseits ausspricht, dass die aufnehmenden Netzbetreiber den KWK-Strom „verkaufen oder zur Deckung ihres eigenen Strombedarfs verwenden“ dürfen. Die Weitergabe des Stroms an den übergeordneten Netzbetreiber ist also – anders als es bei EEG-Strom der Fall ist – zumindest nicht als Regelfall vorgesehen; vielmehr sollen insofern Marktentscheidungen getroffen werden. Dazu würde es passen, keinen Übertragungsvorrang vorzusehen.

Aus diesem Blickwinkel wäre es konsequent anzunehmen, dass der Gesetzgeber bewusst darauf verzichtet hat, einen den EEG-Bestimmungen vergleichbaren Vorrang auch für die Übertragung und Verteilung von KWKG-Strom zu statuieren. Versteht man die Vorschrift in diesem Sinne, so ergäbe sich praktisch Folgendes:

- Befinden sich in der Situation der (drohenden) Überlastung ausschließlich Anlagen am Netz, die in dieses Netz selbst *einspeisen*, so ginge es ausschließlich um die Frage, von wem wie viel abgenommen wird. KWKG- und EEG-Strom stünden sich hier rechtlich gleichrangig gegenüber.
- Befindet sich in dem Netz ausschließlich *zu übertragender* EEG- und KWKG-Strom im Netz (findet also in das jeweilige Netz keine direkte Einspeisung statt), so müsste dem EEG-Strom Vorrang eingeräumt werden.
- Befinden sich *sowohl* zu übertragender EEG- und KWKG-Strom *als auch* direkt eingespeister in dem jeweiligen Netz, so würde sich die Lage differenziert darstellen. Hier müsste dann dem zu übertragenden EEG-Strom gegenüber dem zu übertragenden KWKG-Strom Vorrang zukommen, nicht aber gegenüber dem direkt eingespeisten EEG- und KWKG-Strom.

Zu einer derartigen Auslegung passen allerdings die Formulierungen von § 4 Abs. 4 Satz 2 und 3 KWKG nur bedingt. Sie geben einen Hinweis darauf, dass der Gesetzgeber durchaus einen weitergehenden Vorrang auch im Übertragungsnetz im Auge hatte. Auch sie sind allerdings nicht eindeutig. § 4 Abs. 4 KWKG lautet:

„(4) Die Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung von KWK-Strom aus KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer 50 Kilowatt entfällt, wenn der Netzbetreiber nicht mehr zur Zuschlagszahlung nach Absatz 3 Satz 1 verpflichtet ist. Betreibern von KWK-Anlagen steht ein Anspruch auf vorrangigen Netzzugang

nach § 4 Abs. 1 Satz 1 im Fall von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz zu. Die Regelung des § 4 Abs. 1 Satz 3 gilt entsprechend.“

§ 4 Abs. 4 Satz 2 KWKG spricht demnach den Umgang mit Engpasssituationen im deutschen Übertragungsnetz an. Schon die Wortwendung „deutsches Übertragungsnetz“ irritiert, weil sie assoziiert, es gäbe ein einziges deutsches Übertragungsnetz. Es ist denkbar, dass hiermit speziell die Ebene der Übertragungsnetze (im Unterschied zu Netzen mit direkter Versorgungsfunktion) im Sinne von § 3 Nr. 32 EnWG angesprochen werden soll. Möglich ist aber auch, dass alle Netze innerhalb Deutschlands gemeint sind, in denen Strom übertragen wird. Das würde dann auch die Ebene der Versorgungsnetze einschließen. Sprachlich spricht dabei mehr für die erste Variante.

Die Formulierung wirft jedoch noch weitere Probleme auf. Bei einem Engpass innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes soll gemäß § 4 Abs. 4 Satz 2 KWKG ein „Anspruch auf vorrangigen Netzzugang“ bestehen, der sich nach Satz 3 der Vorschrift in Verbindung mit § 4 Abs. 1 Satz 3 KWKG wiederum an denjenigen Netzbetreiber richtet, zu dessen (geeignetem) Netz die kürzeste Entfernung von der Anlage befindet.

Das Ergebnis ist in sich nicht schlüssig. Nahe hätte es gelegen, für einen Engpass in einem Übertragungsnetz einen Übertragungsvorrang vorzusehen. Stattdessen spricht § 4 Abs. 4 Satz 3 KWKG von einem Anspruch gegenüber dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Einspeisung erfolgt – also des den Strom aufnehmenden Netzes. Soll damit gemeint sein, dass der KWK-Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Abnahme durch den nächstgelegenen Netzbetreiber auch dann haben soll, wenn im vorgelagerten Übertragungsnetz ein Engpass besteht, der dazu führt, dass der abgenommene KWK-Strom im Netz nicht weitertransportiert werden kann? Das kann der Gesetzgeber nicht gemeint haben.

Vermutlich sollte mit der Vorschrift ausgesprochen werden, dass für denjenigen KWK-Strom, für den eine Übertragung im Übertragungsnetz vorgesehen ist, ein grundsätzlicher Übertragungsvorrang bestehen soll – der seinerseits mit demjenigen aus dem EEG als gleichrangig einzustufen ist. Das dürfte, wenn es den Vorschriften auch nur mit viel gutem Willen entnommen werden kann, dem Sinn und Zweck der – redaktionell misslungenen – Regelungen entsprechen.

Zu resümieren ist an dieser Stelle letztlich, dass die Bestimmungen des KWKG nicht hinreichend klar machen, ob für KWK-Strom lediglich ein Abnahmevorrang oder auch ein Übertragungsvorrang (und ggf. auch ein Verteilungsvorrang) bestehen soll und ob/ inwieweit sich die politisch gewollte Gleichrangigkeit nur auf das jeweilige Abnahmenetz oder auch auf die weitere Übertragung in anderen Netzen beziehen soll.

D.1.8.2 Gleichbehandlung im Kontext des EnWG-Engpassmanagements

Die Art des Umgangs mit KWK-Strom im Rahmen des EnWG-Engpassmanagements ist bereits im Zusammenhang der Kapitel D.1.3 und D.1.4 angesprochen worden.

Im Rahmen der Anwendung von § 13 Abs. 1 EnWG wirkt sich die soeben diskutierte Auslegungsproblematik für § 4 Abs. 1 und 4 KWKG praktisch nicht aus, weil § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG selbst jedenfalls für die

netzbezogenen Maßnahmen ausspricht, dass die Verpflichtungen nach § 8 Abs. 1 EEG und nach § 4 Abs. 1 KWKG „zu berücksichtigen“ sind. Es ist bereits oben gezeigt worden, dass die Berücksichtigungsklausel ausreicht, um dem gesetzlichen Vorranginteresse Genüge zu tun, da netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG ebenso wie die marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG ohnehin nicht dazu berechtigen, für einzelne Erzeugungsanlagen einseitig die Drosselung der Einspeisung zu verfügen (siehe oben, D.1.4.1).

Eine praktische Bedeutung kann die beschriebene Auslegungsproblematik allerdings für das „harte“ Engpassmanagement nach § 13 Abs. 2 EnWG erhalten. Sofern eine Engpasssituation im Übertragungsnetz bestehen sollte und sich sowohl zu übertragender (nicht direkt in das Netz eingespeister) EEG-Strom als auch zu übertragender (nicht direkt in das Netz eingespeister) KWKG-Strom in dem Netz befindet, ist für den Übertragungsnetzbetreiber aus den Vorschriften nicht klar erkennbar, ob er den zu übertragenden EEG-Strom im Verhältnis zu dem zu übertragenden KWKG-Strom privilegieren muss oder ob auch insofern eine Gleichbehandlung stattzufinden hat.

Diese Unklarheit ließe sich durch eine Überarbeitung der Vorschriften im KWKG beseitigen. Sinnvoller dürfte jedoch eine Klärung im Zuge der ohnehin aus europarechtlichen Gründen anstehenden Neuregelung des § 13 Abs. 2 EnWG sein. Wie bereits ausgeführt, steht es ohnehin an, Art. 16 Abs. 2 c) der EE-Richtlinie in deutsches Recht umzusetzen, nach dem die Mitgliedstaaten verpflichtet sind sicherzustellen, dass die Übertragungsnetzbetreiber dem EE-Strom im Übertragungsnetz Vorrang gewähren, soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems dies zulässt (siehe oben, D.1.2.2.1 und D.1.4.2).

Die EE-Richtlinie spricht an der genannten Stelle ihrerseits nicht an, inwieweit in diesem Zusammenhang auf KWK-Strom Rücksicht genommen werden kann oder muss. In dieser Hinsicht wird allerdings durch Art. 16 Abs. 3 der der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG Klarheit geschaffen. Denn dort heißt es in Satz 2, anknüpfend an den Verweis auf die Bestimmungen der EE-RL zur vorrangigen Übertragung von EE-Strom, dass die Mitgliedstaaten dem Netzbetreiber auch zur Auflage machen „können (...), dass er bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten“ (siehe bereits oben, D.1.2.2.1).

Damit hat Deutschland die Wahlmöglichkeit, die in Art. 16 Abs. 2 c) der EE-RL für EE-Strom geforderte Vorrangstellung im Übertragungsnetz entweder ausschließlich für EE-Strom oder im Verhältnis der Gleichrangigkeit auch für KWK-Strom vorzusehen.

D.1.8.3 Gleichbehandlung im Kontext des EEG-Einspeisemanagements

Die Bestimmungen des EEG-Einspeisemanagements sind oben bereits im Überblick dargestellt worden (siehe D.1.2.1.2).

Um das Verhältnis zu den Regelungen des KWKG umfassend einschätzen zu können, bedarf es der Klärung mehrerer Fragen:

- Welche KWK-Anlagen werden vom Einspeisemanagement nach § 11 Abs. 1 EEG erfasst?

- Besteht eine § 6 Abs. 1 EEG entsprechende Verpflichtung zur Ausrüstung der Anlagen mit regeltechnischen Einrichtungen auch für die betreffenden KWKG-Anlagen?
- Steht den im Rahmen des Einspeisemanagements geregelten KWKG-Anlagen eine Entschädigung nach § 12 Abs. 1 EEG zu?

D.1.8.3.1 Anwendungsbereich des § 11 Abs. 1 EEG für KWKG-Anlagen

§ 11 Abs. 1 EEG geht mit der Einbeziehung von Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt zur Erzeugung von „Strom (...) aus Kraft-Wärme-Kopplung“ über die in § 2 EEG gesetzten Grenzen des eigentlichen Anwendungsbereiches für das Gesetz hinaus. Was „Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung“ ist, wird in § 3 Nr. 10 EEG legal definiert. Danach handelt es sich bei Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung um:

„Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 170 der Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407) geändert worden ist, der in Anlagen im Sinne des § 5 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes erzeugt wird“.

Die Vorschrift enthält demnach einen sog. statischen Verweis auf die frühere, d.h. vor der grundlegenden Novellierung des KWKG im Jahr 2009 geltende Fassung.

Durch die im Jahr 2009 in Kraft getretene KWKG-Novelle¹²⁰ wurde der Kreis der von § 5 KWKG erfassten Anlagen allerdings nach Maßgabe von § 5 Abs. 3 KWKG 2009 erweitert um Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 2 Megawatt. Nach der ursprünglichen Fassung des KWKG¹²¹ war die Einbeziehung von Neuanlagen auf solche mit einer Leistung von bis zu 2 Megawatt begrenzt (vgl. § 5 Abs. 2 i.V.m. § 3 Abs. 3 KWKG in der vor der Novelle 2009 geltenden Fassung).

Von daher fragt sich, ob sich § 11 Abs. 1 EEG auch die nunmehr hinzugekommenen Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 2 MW erstreckt. Hierzu wird in der Rechtsliteratur die Auffassung vertreten, die statische Verweisung in § 11 Abs. 1 EEG stelle einen gesetzgeberischen Fehler dar, der dazu führe, dass § 11 Abs. 1 EEG analog auch auf diese Anlagen anzuwenden sei.¹²² Dem ist aus hiesiger Sicht im Ergebnis zuzustimmen. Die für eine analoge Anwendung notwendige planwidrige Regelungslücke ist darin zu erkennen, dass es der Gesetzgeber bei der Novelle des KWKG im Jahr 2009 versäumt hat, die Formulierung des § 11 Abs. 1 EEG redaktionell auf die geänderte Fassung des KWKG anzupassen.¹²³

¹²⁰ Art. 1 des G. zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung v. 25. Oktober 2008, BGBl. I S. 2101. Vgl. dazu BT-Drs. 16/8305 (Gesetzentwurf) und BT-Drs. 16/9469 (Beschlussempfehlung).

¹²¹ KWKG i.d.F. der Bekanntmachung v. 19. März 2002, BGBl. I S. 1092.

¹²² Schumacher, ZUR 2009, 522, 525 f.

¹²³ Bei Schumacher klingt demgegenüber an, dass die Regelungslücke bereits bei der Abfassung von § 11 Abs. 1 EEG entstanden sei (vgl. ZUR 522, 526). Dann müsste dem Gesetzgeber des EEG unterstellt werden, versehentlich nicht vorausschauend auf eine künftige, inhaltlich noch unbekannte Änderung der Rechtslage Rücksicht genommen zu haben. Darin kann aber keine Planwidrigkeit erkannt werden, da Bezugnahmen auf die geltende Rechtslage bei der neuen Gesetzen den Normalfall darstellen. Entsteht dadurch später eine zuvor nicht antizipierbare Lücke, so ist es üblich, sie zum Zeitpunkt der

D.1.8.3.2 Pflicht zur Ausstattung mit regeltechnischen Einrichtungen?

Zu den Anwendungsvoraussetzungen für § 11 Abs. 1 EEG gehört, dass der Netzbetreiber selbst Zugriff auf die einzubeziehenden Anlagen hat, um ihre Einspeiseleistung zunächst feststellen und anschließend per Fernsteuerung regeln zu können. Das EEG stellt zwar keine ausdrückliche rechtliche Voraussetzung mit diesem Inhalt auf. Verfügt der Netzbetreiber über eine solche Zugriffsmöglichkeit nicht, so liegt jedoch ein Fall der *tatsächlichen* Unmöglichkeit vor, weil der Netzbetreiber von der Vorschrift schlicht keinen Gebrauch machen kann.

Die Betreiber von neuen EEG-Anlagen werden durch § 6 Nr. 1 EEG dazu verpflichtet, die notwendigen technischen Voraussetzungen für den Zugriff der Netzbetreiber im Einspeisemanagement zu schaffen. Solange ein Betreiber eine Verpflichtung aus § 6 des Gesetzes nicht erfüllt, besteht gemäß § 16 Abs. 6 EEG kein Anspruch auf Vergütung. Für Altanlagen ergänzt die Übergangsbestimmung des § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG, dass die technischen und betrieblichen Vorgaben des § 6 Nr. 1 EEG ab dem 1. Januar 2011 eingehalten werden müssen.¹²⁴

Weder in den EEG-Bestimmungen noch im KWKG findet sich eine dem § 6 Nr. 1 EEG vergleichbare Regelung für KWKG-Anlagen. Das kann für die Betreiber von EEG-Anlagen im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements nachteilig sein, weil der Netzbetreiber ausschließlich auf fernsteuerbare Anlagen zurückgreifen kann. Befinden sich am Netz außer solchen auch nicht fernsteuerbare KWK-Anlagen, so ist dem Netzbetreiber diesen gegenüber eine Anwendung des § 11 Abs. 1 EEG unmöglich. Anders wäre das, wenn § 11 Abs. 1 EEG die Netzbetreiber dazu ermächtigen würde, die betreffenden Anlagen nicht nur (fernsteuernd) „zu regeln“, sondern – wie es § 13 Abs. 2 EnWG formuliert – die Stromerzeugung „anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen“.

In der Rechtsliteratur wird dazu die Auffassung entwickelt, die Verpflichtung zur Ausstattung mit Regeleinrichtungen aus § 6 Nr. 1 EEG sei analog auch auf KWKG-Anlagen anzuwenden.¹²⁵ Tatsächlich liest sich die Gesetzesbegründung zu § 11 Abs. 1 EEG so, als habe der Gesetzgeber angenommen, auch KWK-Anlagen seien fernsteuerbar¹²⁶, so dass eine unbeabsichtigte Regelungslücke angenommen werden kann.

Zu den weiteren Voraussetzungen für eine Analogie gehört jedoch, dass vergleichbare Sachverhalte anzunehmen sind, auf Grund derer sicher angenommen werden kann, dass der Gesetzgeber eine Gleichbehandlung vorgesehen hätte, wenn er die Regelungslücke gesehen hätte. Hiervon kann nach hiesiger Auffassung auf Grund der technischen Besonderheiten der KWK jedenfalls nicht ohne weiteres ausgegangen werden. Denn speziell bei den wärmegeführten KWK-Anlagen ergeben sich weitergehende technische Erfordernisse für die Abregelung. Bei wärmegeführten KWK-Anlagen stellt es eine besondere technische Herausforderung dar, im Falle einer Abregelung durch den Netzbetreiber

Entstehung der Lücke zu schließen. Dafür nicht schon vorher Sorge getragen zu haben, kann nicht als planwidrig angesehen werden.

¹²⁴ Wobei unklar ist, ob bei Nichteinhaltung der Pflicht aus der Übergangsregelung in Anwendung des § 16 Abs. 6 EEG auch der Vergütungsanspruch entfällt. Das dürfte wegen des Ausnahmecharakters der Übergangsbestimmung von § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG zu verneinen sein.

¹²⁵ So Schumacher in ZUR 2009, 522/524.

¹²⁶ Vgl. BT-Drs. 16/8148, S. 46 f.

dafür Sorge zu tragen, dass die Anlage geordnet zurückgefahren werden kann, ohne die an die Anlage angeknüpfte Wärmenutzung zu gefährden. Die Abregelung von – jedenfalls manchen – KWK-Anlagen stellt sich von daher technisch komplexer dar und bedürfte zumindest einer ergänzenden spezifischen Regelung. Dem steht nicht entgegen, dass es innerhalb des Anwendungsbereiches des EEG zahlreiche KWK-Anlagen, die bereits unter das EEG-Einspeisemanagement fallen. Diese sind nämlich, da es ihren Betreibern auf den Erhalt der EEG-Vergütung ankommt, typischerweise nicht wärme-, sondern stromgeführt.

Abgesehen hiervon ist darauf hinzuweisen, dass eine analoge Anwendung des § 6 Nr. 1 EEG allenfalls für Neuanlagen in Betracht käme, nicht aber – was bei der KWK besonders bedeutsam ist – für die Bestandsanlagen. Um eine volle Gleichstellung von KWKG- mit EEG-Anlagen im Hinblick auf die Fernsteuerbarkeit herzustellen, bedürfte es zusätzlich einer analogen Anwendung der Übergangsbestimmung aus § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG. Eine solche verbietet sich aber schon deshalb, weil die Einbeziehung von Bestandsanlagen im Rahmen von Übergangsbestimmungen einen Ausnahmecharakter trägt, der aus sich heraus nicht ohne weiteres verallgemeinerbar oder ausdehnbar ist. Dabei ist außerdem zu bedenken, dass sich die Einbeziehung von Altanlagen als deutlich schwerer wiegender Eingriff in den rechtlichen Bestand der Anlagengenehmigungen darstellt, so dass hier weitergehende Verhältnismäßigkeitserwägungen anzustellen wären.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass auch eine analoge Anwendung des § 6 Nr. 1 EEG auf (neue) KWK-Anlagen praktisch „zahnlos“ wäre. Denn im Unterschied zum Bereich der EEG-Anlagen bliebe die Nichteinhaltung der Verpflichtung für die Anlagenbetreiber rechtlich ohne Folgen, weil es im KWKG an einer mit § 16 Abs. 6 EEG vergleichbaren Bestimmung zum Entfallen der gesetzlichen (Zuschlags-) Vergütung fehlt und nicht angenommen werden kann, dass der Gesetzgeber des EEG hinsichtlich der Vergütung in den Bereich des KWKG übergreifen wollte.

Im Resultat ist folglich zu schließen, dass hier eine „harte“, durch Analogieschlüsse nicht überwindbare Regelungslücke besteht. Um sicherzustellen, dass EEG- und KWKG-Anlagen im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements gleich behandelt werden können, bedarf es neuer gesetzlicher Bestimmungen über:

- technische Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit der Einspeisung aus KWK-Anlagen mit anlagenspezifischen Ergänzungen hinsichtlich des Umgangs mit anfallender Wärme,
- die Rechtsfolgen im Falle der Nichteinhaltung dieser Verpflichtungen und
- spezifische angemessene Übergangsbestimmungen für bestehende KWKG-Anlagen.

Nachgedacht werden kann im Zusammenhang des EEG auch über die Alternative, dem Netzbetreiber neben der Direktregelung (Fernsteuerung) auch die Möglichkeit zu geben, die Anpassung der Einspeisung gegenüber dem Anlagenbetreiber zu verlangen.

D.1.8.3.3 Anwendung der Entschädigungsregelungen aus § 12 Abs. 1 EEG?

§ 12 Abs. 1 EEG sieht für die Betreiber von im Zuge des EEG-Einspeisemanagements geregelten Anlagen einen Entschädigungsanspruch vor:

„(1) Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 liegt, ist verpflichtet, Anlagenbetreiberinnen und -betreibern, die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 Strom nicht einspeisen konnten, in einem vereinbarten Umfang zu entschädigen. Ist eine Vereinbarung nicht getroffen, sind die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten.“

Bei unvoreingenommenen Lesen fällt nicht auf, dass die Bestimmung möglicherweise nur auf Betreiber von EEG-Anlagen, nicht aber von KWKG-Anlagen anwendbar sein sollte. Dieser Schluss lässt sich jedoch ziehen, wenn der Begriff „Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber“ näher hinterfragt wird. Dem Begriff steht nämlich in § 3 Nr. 2 EEG eine Legaldefinition zur Seite, die sich ausschließlich auf das Betreiben von EE-Anlagen erstreckt. „Anlagenbetreiberin oder Anlagenbetreiber“ ist nach dieser Definitionsbestimmung:

„wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt“

Hieraus wird in der Rechtsliteratur gefolgert, die Entschädigungsbestimmung erstrecke sich nicht auch auf Strom aus im Zuge des § 11 Abs. 1 EEG abgeregelten KWKG-Anlagen,¹²⁷ wobei auch ein Rückgriff auf eine Analogie mangels vergleichbarer Sachlage nicht vorliege.¹²⁸

Diese Einschätzung übersieht, dass es einer Analogie nicht bedarf, weil schon dem Verweis auf die Begriffsbestimmung von § 3 Nr. 2 EEG eine Ausschlusswirkung für KWKG-Strom nicht zukommen kann. § 3 Abs. 2 EEG richtet sich nämlich seinem Sinn und Zweck nach nicht auf die Abgrenzung zwischen Anlagenbetreibern nach dem EEG und nach anderen Gesetzen, sondern darauf, die Eigenschaft des Betreiberschaft zu definieren.¹²⁹ Mit anderen Worten: Es soll geregelt werden, dass es hinsichtlich der Betreibereigenschaft nicht auf das Eigentum an der jeweiligen Stromerzeugungsanlage ankommt, sondern darauf, wer die jeweilige Anlage zum Zwecke der Stromerzeugung nutzt.¹³⁰ Dem Umstand, dass in diesem Zusammenhang zusätzlich die Worte „aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“ verwendet werden, vermag vor dem Hintergrund dieses Regelungszweckes keine eigenständige inhaltliche Bedeutung zuzukommen. Dieser Teil der Formulierung ist rein

¹²⁷ Deziert Schumacher, ZUR 2009, 522/529; ferner Salje, EEG, § 12 Rdnr. 8 ff.; a.A. Schäfermeier, in: Reshöft, EEG, § 12 Rdnr. 16, der davon ausgeht, dass die entgangene Vergütung bei KWKG-Anlagen diejenige nach § 4 Abs. 3 KWKG sei.

¹²⁸ Vgl. Schumacher, ZUR 2009, 522/529.

¹²⁹ Das verdeutlicht die Entwurfsbegründung zu § 3 Nr. 2 EEG in BT-Drs. 16/8305, 38.

¹³⁰ Vgl. auch die umfangreichen Erörterungen der Begriffsdefinition bei Salje, EEG, § 3 Rdnr. 127 ff., sowie bei Schäfermeier, in: Reshöft, EEG, § 3 Rdnr. 43 ff. – die in diesem Zusammenhang mit keinem Wort auf die Verwendung der Begriffe EE / Grubengas eingehen.

redaktioneller Natur. § 3 Nr. 2 EEG ist deshalb teleologisch entsprechend eingeschränkt auszulegen.

Wenn § 12 Abs. 1 EEG zur Kennzeichnung des Berechtigtenkreises wiederum von „Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreibern“ spricht, dann kommt es der Vorschrift in diesem Kontext darauf an, deutlich zu machen, dass der Anspruch bei derjenigen Rechtsperson liegen soll, welche die Betreibereigenschaft innehat – und von keiner anderen Person geltend gemacht werden können soll. Dafür kann dahinstehen, ob der Strom aus EE, aus Grubengas oder aus KWK-Anlagen stammt. Ausreichend zur Auslösung des Anspruchs ist vielmehr allein, dass es zur Abregelung nach § 11 Abs. 1 EEG gekommen ist.

Ungeachtet dieses aus hiesiger Sicht eindeutigen Auslegungsergebnisses bleibt festzuhalten, dass es in der Rechtsliteratur darüber weithin Unklarheiten gibt. Auch diese Fragestellung sollte daher – in welchem Sinne auch immer – einer ausdrücklichen gesetzlichen Klärung zugeführt werden.

D.1.8.4 Folgerungen – Empfehlungen

Die Betrachtung der Bestimmungen zum Komplex KWK hat eine Reihe von auslegungstechnischen Unsicherheiten, Gesetzeslücken und Regelungsaufgaben erkennen lassen, die möglichst durch ausdrückliche gesetzliche Bestimmungen beseitigt bzw. bewältigt werden sollten. Im Einzelnen:

- Inhaltliches Problem: Die politisch gewollte und sowohl in § 4 KWKG als auch in § 11 EEG angelegte Gleichbehandlung des Vorrangs von EEG-Strom und KWKG-Strom wird – zu Lasten des EE-Stroms – gesetzlich bislang nicht konsequent „zu Ende geregelt“. Um sicherzustellen, dass EEG- und KWKG-Anlagen im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements gleich behandelt werden können, bedarf es ergänzender gesetzlicher Bestimmungen über:
 - die Fernsteuerbarkeit der Einspeisung aus KWK-Anlagen,
 - die Rechtsfolgen im Falle der Nichteinhaltung dieser Verpflichtungen und
 - spezifische angemessene Übergangsbestimmungen für bestehende KWKG-Anlagen.
- Politisch-inhaltliche Aufgabe: Deutschland ist verpflichtet, geeignete Regelungen zur Umsetzung der in Art. 16 Abs. 2 c) der EE-RL generell für EE-Strom geforderten Vorrangstellung im Übertragungsnetz zu schaffen. § 13 Abs. 2 EnWG ist dahin zu ändern, dass die Übertragung von EE-Strom auch im Engpassfall Vorrang genießt, soweit eine Durchbrechung des Vorrangs nicht erforderlich ist, um die Systemstabilität sicherzustellen. Die europarechtlichen Bestimmungen gestatten auch insofern eine Gleichbehandlung von EE- und KWK-Strom. Politisch ist zu klären, ob und ggf. auf welche Weise hiervon Gebrauch gemacht wird.
- Klärungsbedürftige Auslegungsprobleme:
 - § 4 KWKG macht nicht hinreichend klar, ob für KWKG-Strom lediglich ein Abnahmevorrang oder auch ein Übertragungs- und Verteilungsvorrang bestehen soll und ob/ inwieweit sich die

Gleichrangigkeit nur auf das jeweilige Abnahmenetz oder auch auf die weitere Übertragung in anderen Netzen beziehen soll.

- Es ist nicht eindeutig, ob § 11 Abs. 1 EEG auch auf Strom aus neuen KWK-Anlagen anzuwenden ist, die erst durch die letzte Novellierung des KWKG in den Kreis der zuschlagsberechtigten Anlagen nach § 5 KWKG hineingekommen sind.
- Unklarheiten bestehen ferner Hinsicht der Frage, ob die Entschädigungsbestimmungen von § 12 Abs. 1 EEG auch auf nach § 11 Abs. 1 EEG abgeregelten KWKG-Strom anwendbar sind.

D.1.9 Ergebnisse

Die zentralen Erkenntnisse und Empfehlungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

D.1.9.1 Zur Zuordnung von Fallgestaltungen

Für die Zuordnung der verschiedenen denkbaren Fallsituationen zu den einzelnen Vorschriften des EEG-Einspeisemanagements und des EnWG-Engpassmanagements gilt:

- § 13 Abs. 1 EnWG ist mit seinem Stufenprogramm – erst netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen – im Verhältnis zu § 11 Abs. 1 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG stets rechtlich vorrangig anzuwenden. Das gilt sowohl, wenn das Netz ausschließlich mit EEG-/KWK-Strom überlastet ist bzw. zu werden droht, als auch, wenn sich noch Strom aus anderen Quellen im Netz befindet.
- Die Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG kommt (nur) in Betracht, wenn es um die Bewältigung von Engpasssituationen geht, bei denen sich im jeweiligen Netzbereich ausschließlich EEG- und KWKG-Strom sowie Strom aus konventionellen Anlagen befindet, deren Einspeisung zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes erforderlich ist („Must-Run-Units“), Vor der Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG sind jedoch unter Gebrauch von § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sämtliche unter Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes geeigneten Maßnahmen zu treffen, um EEG- und KWKG-Anlagen nicht abregeln zu müssen.
- Für Situationen des Netzengpasses, in denen sich sowohl konventioneller als auch EEG- und KWKG-Strom im Netz befindet, und in denen aus der prognostischen Perspektive des jeweiligen Netzbetreibers ein regelndes Eingreifen in Einspeisungen Dritter erforderlich ist, ergibt sich Folgendes:
 - Im ersten Schritt ist unter Inanspruchnahme des § 13 Abs. 2 EnWG eine größtmögliche Reduzierung der Einspeisung aus konventionellen Anlagen sicherzustellen (d.h. eine Reduzierung bis auf die zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Systems erforderliche Reststrommenge aus konventionellen „Must-Run-Units“).
 - Im zweiten Schritt kommt, wenn die Möglichkeiten hierzu ausgeschöpft sind, gegenüber den von der betreffenden Vorschrift

erfassten EEG- und KWKG-Einspeisungen § 11 Abs. 1 EEG zur Anwendung.

- Sofern die Wahrnehmung dieser beiden Optionen nicht ausreicht, steht dem Netzbetreiber schließlich die letzte Möglichkeit zur Verfügung, gegenüber den verbliebenen konventionellen Einspeisungen sowie gegenüber den vom EEG-Einspeisemanagement nicht erfassten EEG- und KWKG-Anlagen von den Befugnissen aus § 13 Abs. 2 EnWG Gebrauch machen.

Das gilt aber nur idealtypisch. Eindeutig ist es in der Praxis nur bei Konstellationen, in denen sich ein klar zeitlich gestuftes Nacheinander ergibt. Wenn sich der Netzbetreiber in einer komplexen Entscheidungssituation befindet, in der es für einen einheitlichen Zeitraum um Anpassungen sowohl gegenüber EEG-/KWKG-Einspeisungen als auch gegenüber Dritten geht, so ist unklar, ob einheitlich von einer Anwendung des § 13 Abs. 2 EnWG auszugehen ist oder von einer Zuordnung zu unterschiedlichen Rechtsgrundlagen.

Außerdem zeigt die Analyse noch einige weitere nicht eindeutig oder nicht befriedigend bewältigte Abgrenzungskonstellationen auf:

- § 11 EEG ist gegenüber bestimmten EEG-/KWKG-Anlagen nicht anwendbar, obwohl die Einbeziehung der Sache nach nahe läge (KWKG-Anlagen ohne fernsteuerbare Regelbarkeit, nach Ansicht der EEG-Clearingstelle auch PV-Anlagenparks),
- Es spricht zwar nach hiesiger Auffassung Überwiegendes dafür, ist aber nicht gesichert, ob Maßnahmen der fernsteuernden Abregelung gegenüber EEG- und KWKG-Anlagen auch dann als Anwendungsfälle von § 11 EEG aufzufassen sind, wenn einzelne Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG nicht gegeben sind (insb. wenn der Netzbetreiber selbst für deren Nichterfüllung verantwortlich ist).
- Muss der Betreiber eines vorgelagerten Netzes zur Bewältigung eines Engpasses auf EEG- und KWKG-Einspeisungen in einem niederstufigen Netz zugreifen, so steht ihm dafür nach dem Wortlaut von § 11 EEG kein „Durchgriffsrecht“ zur Verfügung, so dass hierfür nur § 13 Abs. 2 EnWG gegenüber dem Betreiber des niederstufigen Netzes zur Verfügung steht.
- Eindeutig ist, dass § 11 EEG keine Anwendung findet bei kritischen Netzzuständen, die nicht durch Kapazitätsengpässe hervorgerufen werden, sondern durch andersartige Störungen (z.B. Probleme der Frequenz- und Spannungshaltung). Abgrenzungsschwierigkeiten können sich aber auch insoweit ergeben, als andersartige Störungen in eine Engpasssituation hineinführen können, so dass sich die Frage stellt, ob dann doch wieder auf § 11 EEG zurückzugreifen ist.

Zu betonen ist, dass dieses Ergebnis auf einer vergleichsweise komplexen und differenzierten juristischen Prüfung beruht, im Zuge derer sogar eine redaktionelle Korrektur von § 11 Abs. 2 EEG notwendig wurde. Auch bleibt zu betonen, dass es zum Ganzen bisher an Rechtsprechung fehlt und in der veröffentlichten Rechtsliteratur keine einheitliche Linie zum Ausdruck kommt.

Es ist daher dringend zu empfehlen, die Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement und zum EnWG-Engpassmanagement hinsichtlich ihrer jeweiligen Anwendungsbereiche und ihres Verhältnisses zueinander eindeutiger, unter Wahrung der Ziele des EEG zweckmäßiger und anwendungsfreundlicher zu formulieren.

Das führt zu folgendem

Kernvorschlag:

Innerhalb des EEG oder des EnWG sollte ausdrücklich festgelegt werden, dass Fälle der Abregelung von EEG- und KWKG-Anlagen in Situationen des Netzengpasses generell (d.h. auch bei Fehlen einzelner Voraussetzungen von § 11 Abs. 1 EEG in seiner derzeitigen Fassung) als Anwendungsfälle von § 11 Abs. 1 EEG behandelt werden, so dass dann stets die speziellen Entschädigungsvorschriften des § 12 EEG zum Zuge kommen. Das lässt sich auch umgekehrt ausdrücken, indem die Haftung nach § 12 EEG auf sämtliche Fallgestaltungen dieser Art erstreckt wird (wobei es ggf. dort möglich wäre, einzelne spezifische Ausnahmen vorzusehen). Lediglich für Gefährdungslagen, bei denen die Ursache nicht in einem Netzengpass liegt, sollte die Entschädigung grundsätzlich nicht eingeräumt werden. Je nachdem, in welchem Gesetz die betreffenden Bestimmungen platziert werden, bietet es sich an, in dem jeweils anderen Gesetz einen damit korrespondierenden Verweis zu verankern.

D.1.9.2 Zur Berücksichtigung des EEG- und KWKG-Vorrangs innerhalb von § 13 EnWG

Auf den gesetzlich angestrebten Vorrang für die Einspeisung von EEG- und KWKG-Strom ist entgegen dem insoweit „enthaltssamen“ Wortlaut der Vorschrift auch innerhalb des § 13 Abs. 2 EnWG grundsätzlich Rücksicht zu nehmen. Das bedeutet, dass die Netzbetreiber gehalten sind, im Rahmen des § 13 Abs. 2 EnWG vorrangig gegen konventionelle Einspeisungen vorzugehen, soweit die Inanspruchnahme von EEG- und KWKG-Anlagen nicht erforderlich ist, um die Gefährdungslage zu beseitigen.

Das folgt einerseits aus dem zwischen den verschiedenen Gesetzen anzuwendenden Gebot der praktischen Konkordanz, das dazu verpflichtet, innerhalb des EnWG soweit möglich auch die Ziele des EEG und des KWKG zum Tragen zu bringen, andererseits – jedenfalls mit Ablauf der Umsetzungsfrist – auch aus Art. 16 Abs. 2 Buchstabe c) der neuen EE-Richtlinie 2009/28/EG. Aus dieser Bestimmung ergibt sich nämlich die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, dafür Sorge zu tragen, dass Einspeisungen von Strom aus erneuerbaren Energien generell – mithin auch in Engpassfällen – Vorrang eingeräumt wird, soweit eine Durchbrechung des Vorrangs nicht erforderlich ist, um die Systemstabilität sicherzustellen.

Um in dieser Hinsicht rechtssichere Verhältnisse zu schaffen, sollte der soeben dargestellte **Kernvorschlag** zur Klärung der Abgrenzungsbereiche zwischen § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG **ergänzt** werden um eine einheitliche Bestimmung in/für § 13 Abs. 1 und 2 EnWG, nach welcher Einspeisungen aus EEG- und KWKG-Anlagen

Vorrang zu gewähren ist, soweit nicht Gründe der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems eine abweichende Vorgehensweise erfordern.

Unbeantwortet bleibt dabei allerdings die Frage, wie mit den für die längere Perspektive der Energiewirtschaft besonders bedeutsamen Fallgestaltungen des Engpassmanagements umgegangen werden kann, in denen fluktuierender EEG-Strom mit nicht ausreichend regelbarem konventionellem Grundlaststrom konkurriert und die Reduzierung der konventionellen Grundlast zu einer Systemgefährdung führen könnte. Dieses Problem lässt sich auf der Ebene des Engpassmanagements nicht lösen. Es lässt sich aber durch eine spezifische Haftungsregelung relativieren (siehe dazu sogleich).

D.1.9.3 Zu den Entschädigungs- und Haftungsbestimmungen in § 13 EnWG

Die Entschädigungs- und Haftungsbestimmungen zum EnWG-Engpassmanagement und zum EEG-Einspeisemanagement genügen in ihrer derzeitigen Gestalt noch nicht vollständig dem Ziel, den im EEG und im KWKG angelegten Vorrang adäquat zu flankieren.

Die Rechtssituation könnte eine wesentliche Verbesserung durch den bereits unter 1. vorgestellten Kernvorschlag erfahren, nach dem für alle Fallgestaltung der Abregelung von dem EEG-Einspeisemanagement unterfallenden Erzeugungsanlagen die Anwendung der Entschädigungsbestimmungen des § 12 EEG sichergestellt werden sollte.

Um darüber hinaus auch diejenigen Fälle zu erfassen, in denen von nicht dem § 11 Abs. 1 EEG unterliegenden EEG- und KWKG-Anlagen unzulässigerweise die Drosselung verlangt wird, bietet es sich im Sinne einer **Erweiterung des Kernvorschlages** an, den Betreibern von zur Drosselung der Einspeisung veranlassten EEG- und KWKG-Anlagen zum Ausgleich entgangener gesetzlicher Vergütungen generell einen Entschädigungsanspruch nach dem Vorbild des § 12 Abs. 1 EEG zu geben – ungeachtet dessen, ob hierbei von § 11 EEG oder von § 13 Abs. 2 EnWG als Rechtsgrundlage Gebrauch gemacht wurde. Begrenzt werden sollte dieser Anspruch allerdings auf diejenigen Fälle, in denen die Drosselung aus Kapazitätsgründen erfolgt. Nicht sachgerecht wäre es, den Anspruch auch auszudehnen auf Fallgestaltungen, in denen die Gefährdungslage aus andersartigen Störungen resultiert.

Auf diese Weise könnten auch diejenigen Problemlagen mit erfasst werden, in denen an der Abregelung von fluktuierenden EEG- und KWKG-Einspeisungen im Zuge des § 13 Abs. 2 EnWG kein Weg vorbei führt, weil sich zugleich eine (zu) große Menge an nicht flexibel regelbarem konventionellem Grundlaststrom im Netz befindet, dessen Drosselung die Systemstabilität gefährden würde (Strom aus „Must-Run-Anlagen“). Zwar ließen sich derartige Problemlagen durch bloße Ausdehnung der Entschädigungsregelungen nicht gänzlich vermeiden, aber es wäre möglich, den daraus resultierenden wirtschaftlichen Nachteil der EEG- und KWKG-Anlagenbetreiber auf angemessene Weise auszugleichen.

D.1.9.4 Zu den ordnungsrechtlichen Maßnahmen bei Anwendungsfehlern

Hinsichtlich der ordnungsrechtlichen Überwachung fällt auf, dass die betreffenden Bestimmungen des EnWG die fehlerhafte Anwendung von § 13 EnWG nur zum Teil adressieren. Weder finden die Vorschriften zur Missbrauchsaufsicht (§§ 30 ff. EnWG) generell auf Fehler beim Engpassmanagement Anwendung, noch existieren auf die typischen Handhabungsfehler zugeschnittene Bußgeldvorschriften. Entsprechendes gilt auch für den noch wichtigeren Problembereich der unzulänglichen Kapazitätsvorhaltung (und damit auch für den unzureichenden Netzausbau).

Insofern lassen sich folgende Empfehlungen formulieren:

- Generelle Erweiterung der behördlichen Missbrauchsaufsicht nach § 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG auf Fälle der fehlerhaften Anwendung von § 13 EnWG zu Lasten des EEG-/KWKG-Vorrangs sowie auf Fälle der unzureichenden Kapazitätsvorhaltung im Sinne von § 12 Abs. 3 EnWG,
- entsprechende Erweiterung des Ordnungswidrigkeitenkatalogs von § 95 Abs. 1 EnWG.

D.1.9.5 Zu den Informations- und Berichtspflichten nach § 13 EnWG

Schon aus Gründen der Rechtsvereinfachung und Rechtssicherheit ist es sinnvoll, die Vorschriften von § 11 Abs. 3 EEG und § 13 Abs. 5 EnWG zu harmonisieren.

Diese Harmonisierung sollte sich hinsichtlich der Art und des Inhalts des Nachweises an § 11 Abs. 3 EEG orientieren. Um sicherzustellen, dass die Entscheidungen des Netzbetreibers nachvollziehbar und ggf. gerichtlich überprüfbar sind, aber auch um zu gewährleisten, dass § 13 Abs. 2 EnWG tatsächlich entsprechend den gesetzlichen Zwecken in einer möglichst EEG- und KWKG-freundlichen Weise angewandt wird, sollte – wie in § 11 Abs. 3 Satz 2 EEG angelegt – festgehalten werden, dass der Nachweis sachkundige Dritte in die Lage versetzen muss, die Erforderlichkeit der Entscheidung (gegenüber den jeweiligen Adressaten) vollständig nachzuvollziehen, und dass hierbei unter anderem die maßgebenden Daten über die Ist-Einspeisung und über die im Weiteren erwartete Entwicklung verwendet werden.

Erwägenswert erscheint außerdem, eine Informations- und Dokumentationspflicht für alle Anwendungsfälle des Einspeisemanagements im Internet zu schaffen. Hierüber sollten ggf. an anderer Stelle konzeptionelle Überlegungen angestellt werden.

D.1.9.6 Zu den Regelungen über KWK-Strom

Bei den Betrachtungen zum Komplex KWK haben sich drei unterschiedliche Problem- und Aufgabenbereiche herausgeschält.

Die politisch gewollte Gleichbehandlung des Vorrangs von EEG-Strom und KWKG-Strom wurde bislang gesetzlich nicht konsequent „zu Ende geregelt“. Es fehlt insbesondere an spezifisch auf die KWK zugeschnittenen Anforderungen zur Fernsteuerbarkeit der

Stromeinspeisung. Auf Grund der insofern derzeit lückenhaften Rechtslage besteht im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements die Gefahr, dass EEG-Strom praktisch in die Rolle der Nachrangigkeit gegenüber KWKG-Strom gerät. Gesetzlich neu bzw. zusätzlich zu regeln sind zum einen die spezifischen technischen Anforderungen an KWK-Anlagen (bei denen auch der Umgang mit der produzierten Wärme zu berücksichtigen ist) und zum anderen die Rechtsfolgen im Falle der Nichteinhaltung dieser Verpflichtungen. Außerdem bedarf es der Konstruktion angemessener Übergangsbestimmungen für bestehende KWKG-Anlagen.

Europarechtlich steht Deutschland vor der Aufgabe, geeignete Regelungen zur Umsetzung der in Art. 16 Abs. 2 c) der EE-RL generell für EE-Strom geforderten Vorrangstellung im Übertragungsnetz zu schaffen. § 13 Abs. 2 EnWG ist dahin zu ändern, dass die Übertragung von EE-Strom auch im Engpassfall Vorrang genießt, soweit eine Durchbrechung des Vorrangs nicht erforderlich ist, um die Systemstabilität sicherzustellen. Die europarechtlichen Bestimmungen gestatten dabei eine Gleichbehandlung von EE- und KWK-Strom, verpflichten dazu jedoch nicht. Politisch ist zu klären, ob und ggf. auf welche Weise hiervon Gebrauch gemacht werden soll.

Einer gesetzlichen Klärung sollten außerdem einige Auslegungsfragen zugeführt werden:

- Für § 4 KWKG sollte geklärt werden, ob für KWKG-Strom lediglich ein Abnahmevorrang oder auch ein Übertragungsvorrang bestehen soll, ferner ob/inwieweit sich die politisch gewollte Gleichrangigkeit nur auf das jeweilige Abnahmenetz oder auch auf die weitere Übertragung in anderen Netzen beziehen soll.
- In § 11 Abs. 1 EEG ist bislang nicht eindeutig, ob die Vorschrift auch auf Strom aus neuen KWK-Anlagen anzuwenden ist, die erst durch die letzte Novellierung des KWKG in den Kreis der zuschlagsberechtigten Anlagen nach § 5 KWKG hineingekommen sind.
- Unklarheiten bestehen ferner hinsichtlich der Frage, ob die Entschädigungsbestimmungen von § 12 Abs. 1 EEG auch auf nach § 11 Abs. 1 EEG abgeregelten KWKG-Strom anwendbar sind.

D.2 Regelbarkeit der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken

D.2.1 Problemlage/Aufgabenstellung

Perspektivisch soll die Stromversorgung zu „fast“ 100 % auf Erneuerbaren Energien (EE) beruhen. Dazu reicht es nicht aus, den Strom aus heutigen EEG-Anlagen wettbewerbsfähig zu machen. Die EE müssen sich vielmehr weitergehend auch praktisch durchsetzen. Es kann also nicht genügen, für eine Art „Marktparität“ zwischen aus Erneuerbaren Energien hergestelltem und konventionell erzeugtem Strom zu sorgen, bei der es den Marktkräften überlassen bleibt, die konkreten Marktanteile auszutarieren.

Um den Strom aus Erneuerbaren Energien in besonders großem Maße praktisch nutzen zu können, muss bei den anderen (konventionellen) Stromerzeugungsanlagen für ein möglichst hohes Maß an Flexibilität gesorgt werden. Wenn viel Wind weht, muss viel Wind abgenommen werden können, zugleich muss dann jedoch die entsprechende Menge konventionell erzeugten Stroms aus dem Angebot herausgezogen werden. Umgekehrt muss konventionell erzeugter (oder aus anderen Ländern bezogener) Strom zur Verfügung stehen, wenn die Stromerzeugung aus EE verhältnismäßig niedrig liegt. Zum Teil wird dieses Problem durch intelligente Netzlaststeuerung und Zwischenspeicherung vermindert werden können. Je mehr jedoch die absolute Einspeisemenge an EE-Strom ansteigt, desto mehr stören konventionelle Anlagen im Netz, die sich nicht innerhalb relativ kurzer Zeit an- oder abregeln lassen.

Damit wird deutlich, dass es auf mittlere bis längere Sicht notwendig ist, den Erzeugungsanteil derjenigen konventionellen Kraftwerke, die sich nicht in der erforderlichen Weise den EE-Mengen anpassen lassen, konsequent zu reduzieren. Angesprochen sind damit namentlich die „großen“ Grundlastwerke, die in der Regel mit Kohle oder Kernenergie betrieben werden.

Für die rechtliche Betrachtung stellt sich die Frage, auf welche europa- und verfassungsrechtlich tragfähige Weise es möglich ist, die Stromerzeugung durch konventionelle Energieträger so zu steuern, dass

- einerseits die Erzeugungsbeiträge von nicht ausreichend regelbaren reinen Grundlastwerken schrittweise gesenkt werden,
- andererseits hinreichend flexibel arbeitende konventionelle Erzeugungsanlagen am Netz sind, die – soweit Erneuerbare Energien diese Aufgabe nicht erfüllen können – den verbleibenden Spitzenbedarf abdecken können, im Übrigen aber lediglich „stand by“ gehalten werden.

Aus der klimapolitischen Sicht wäre die anzustrebende Verdrängung der großen Grundlast-Kohlekraftwerke zugleich auch deshalb vorteilhaft, weil damit die klimaschädlichste Kraftwerksart getroffen ist. Die Kernkraftwerke werden demgegenüber nach dem bisher geltenden Recht ohnehin nur noch einen begrenzten Zeitraum betrieben, sofern aus der derzeitigen politischen Diskussion keine Verlängerung der Laufzeit erfolgt.

Die angezeigte Entwicklung kann durch die Marktkräfte allein nicht bewirkt werden. Da die Grundlastwerke ihren Strom in aller Regel relativ billig erzeugen können, ist es gegenwärtig wirtschaftlich nicht besonders attraktiv, in leicht steuerbare (typischerweise mit Gas betriebene) Spitzenlastwerke zu investieren, die für die beschriebene Strategie jedoch gebraucht werden. Durch Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insb. der Rohstoffpreise, der Regelenenergiepreise und der Emissionskosten (d.h. durch die Weiterentwicklung des Emissionshandels), können sich insofern zwar Verschiebungen ergeben. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass sich hieraus allein ausreichende Signale an die Marktteilnehmer ergeben, ihr Verhalten rechtzeitig umzustellen. Deshalb können weitergehende rechtliche Signale notwendig werden – sei es durch ordnungsrechtliche oder steuernde marktbezogene Instrumente.

Mit anderen Worten: Es geht um die Schaffung von verlässlichen rechtlichen Rahmenbedingungen,

- a) mit denen verhindert werden kann, dass neue Kraftwerke gebaut werden, die mit dem Vorhandensein größerer Mengen an EE-Strom im Netz inkompatibel sind, und
- b) mit denen es möglich ist, die Mengen der Einspeisung von Strom aus nicht ausreichend regelbarer konventioneller Erzeugung schrittweise zu reduzieren.

Hierfür konkrete Rechtsinstrumente zu entwickeln, kann nicht Aufgabe dieses Erfahrungsberichts sein. Sinnvoll und möglich ist es jedoch, neben dem Aufzeigen dieser Herausforderung Aussagen darüber zu treffen, ob die übergeordneten Vorschriften des Europa- und Verfassungsrechts eine tragfähige Basis für derartige Steuerungsinstrumente bieten. Ob und inwieweit letztlich von den vorhandenen Möglichkeiten Gebrauch gemacht wird, ist eine politische Frage, die wesentlich auch davon abhängt, wie sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen weiter entwickeln. An dieser Stelle geht es (noch) nicht um die Bewertung einzelner instrumenteller Möglichkeiten, sondern nur um die Identifikation der rechtlichen Gestaltungsspielräume.

Hierbei ist wegen der unterschiedlichen rechtlichen Ausgangsbedingungen zu trennen zwischen den beiden Handlungsfeldern:

- Umgang mit *neuen* (nicht ausreichend regelbaren) konventionellen Stromerzeugungsanlagen,
- Umgang mit *bestehenden* (nicht ausreichend regelbaren) konventionellen Stromerzeugungsanlagen (nachträglichen Einschränkungen hinsichtlich der Einspeisung).

D.2.2 Umgang mit neuen Kraftwerken

D.2.2.1 Ausgangspunkt: Geltende Regelungen (insb. EnWG und KraftNAV, BImSchG)

Die Frage des Umgangs mit neuen konventionellen Stromerzeugungsanlagen, die auf Grund mangelnder Regelbarkeit als mit einer fortschreitenden Marktdurchdringung der EE unvereinbar anzusehen sind, ist im Kern eine Frage des Anlagengenehmigungsrechts. Denkbar erscheinen in diesem Sinne insbesondere konkrete Mindestanforderungen an die (Ab-) Regelbarkeit zur praktischen Umsetzung des Vorrangs von EE-Strom. Weitergehend möglich wäre es aber z.B. auch, aus Klimaschutzgründen die Nutzung von bestimmten Brennstoffarten auszuschließen oder – umgekehrt – ausschließlich die Nutzung festgelegter Brennstoffarten zu gestatten.

Das geltende Anlagengenehmigungsrecht sieht die Berücksichtigung von ihrer Art nach energiewirtschaftlichen Kriterien für die Erteilung einer Genehmigung nicht vor:

- Das einzelne (Groß-) Kraftwerk ist, sofern es sich nicht um ein dem Atomgesetz (AtomG) unterfallendes Kernkraftwerk handelt, unabhängig von der Brennstoffart nach den Bestimmungen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) genehmigungsbedürftig (vgl. den Katalog der genehmigungsbedürftigen Anlagen im Anhang der 4. BImSchV).
- Die für die Erteilung der Genehmigung maßgebende Rechtsnorm ist § 6 BImSchG. Danach ist die Genehmigung zu erteilen, wenn einerseits die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen im engeren Sinne (so § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG) und andererseits die Anforderungen anderer öffentlich-rechtlicher Bestimmungen (§ 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG) erfüllt sind. Ein behördliches Ermessen besteht bei der Erteilung der Genehmigung nicht; die Genehmigung *muss* vielmehr erteilt werden, wenn alle konkreten rechtlichen Anforderungen eingehalten werden.
- Da das Immissionsschutzrecht im engeren Sinne keine Anforderungen spezifisch energiewirtschaftlicher Art aufstellt, könnten und müssten (ggf.) entsprechende Anforderungen im Energiewirtschaftsrecht formuliert werden. Über § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG würden diese dann zum Gegenstand auch der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung werden. Da die immissionsschutzrechtliche Genehmigung mit einer sog. Konzentrationswirkung ausgestattet ist, würde sich diese auch auf etwaige energiewirtschaftliche Anforderungen mit erstrecken (vgl. auch § 13 BImSchG).
- Das Energiewirtschaftsrecht gibt in § 49 Abs. 1 EnWG lediglich Anforderungen, die sich auf die (technische) Sicherheit der Anlagen beziehen; es lässt insofern die allgemein anerkannten Regeln der Technik genügen und nimmt insofern Bezug auf einschlägige privatrechtlichen Normen (vgl. § 49 Abs. 2 EnWG). Abgesehen hiervon sieht es seinerseits keine Anforderungen an die Genehmigung von Kraftwerken vor, die den Charakter von Voraussetzungen für die Erteilung einer Anlagengenehmigung haben würden. Soweit das Energiewirtschaftsrecht Regelungen über den Anschluss von Anlagen

enthält, regelt es lediglich gegenseitige Ansprüche und Pflichten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer, jedoch keine öffentlich-rechtlichen Verpflichtungen der Anlagenbetreiber. Die Anlagenbetreiber sind indirekt lediglich insofern angesprochen, als sie die Anschlussbedingungen der Netzbetreiber nach Maßgabe der gesetzlichen Vorschriften erfüllen müssen (vgl. insb. § 17 EnWG). Ganz in diesem Sinne richtet sich auch die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) im Kern darauf, unter welchen Voraussetzungen die Netzbetreiber den Anschluss von Anlagen gewährleisten müssen.

Im Vorfeld des Anlagengenehmigungsrechts ist es grundsätzlich möglich, die Ansiedlung von Kraftwerken räumlich und örtlich zu steuern:

- Die Vorschriften des Baugesetzbuches gestatten den Gemeinden in erheblichem Umfang, mit Hilfe von Bauleitplänen (Flächennutzungsplänen und Bebauungsplänen) auf die Standortwahl Einfluss zu nehmen. Allerdings gibt das Baugesetzbuch keine spezifischen Spielräume für die Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Einzelaspekte in dem hier aufgezeigten Sinne her.
- Die dem Bauplanungsrecht vorgelagerte Raumordnung gestattet den für die Raumordnung und Landesplanung zuständigen Stellen grundsätzlich auch die Festlegung von Standorten für Energieerzeugungsanlagen sowie für die notwendigen Leitungstrassen. Grundlage dessen können auch Klimaschutzerwägungen sein. Eine Berücksichtigung von Einzelaspekten energiewirtschaftlicher Art entzieht sich seinem Wesen nach jedoch dem Raumordnungsrecht.

Das geltende Anlagengenehmigungsrecht bietet seiner Regelungsstruktur nach grundsätzlich Raum dafür, die Genehmigung neuer Erzeugungsanlagen von der Voraussetzung abhängig zu machen, dass die Anlage bestimmten Anforderungen genügt, um dem Vorrang von Strom aus Erneuerbaren Energien im Netz zum Tragen zu bringen. Bislang fehlt es jedoch an entsprechenden (ihrer Art nach energiewirtschaftlichen) Anforderungen.

D.2.2.2 Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL

Interessanterweise gestattet die bis zum 3. März 2011 umzusetzende europäische Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG¹³¹ (Elt-RL) den Mitgliedstaaten nicht nur, im Rahmen von Genehmigungsverfahren für neue Erzeugungsanlagen energiewirtschaftliche Anforderungen vorzugeben. Sie verpflichtet sogar ausdrücklich hierzu, wenngleich sie den Mitgliedstaaten die Wahl dazu überlässt, welche konkreten Anforderungen insofern aufgestellt werden.

Die einschlägige Vorschrift des Art. 7 Abs. 1 und 2 Elt-RL hat folgenden Wortlaut:

¹³¹ ABI. EU 2009 Nr. L 211, 55.

„Artikel 7

Genehmigungsverfahren für neue Kapazitäten

(1) Für den Bau neuer Erzeugungsanlagen beschließen die Mitgliedstaaten ein Genehmigungsverfahren, das nach objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien anzuwenden ist.

(2) Die Mitgliedstaaten legen die Kriterien für die Erteilung von Genehmigungen zum Bau von Erzeugungsanlagen in ihrem Hoheitsgebiet fest. Bei der Festlegung geeigneter Kriterien tragen die Mitgliedstaaten folgenden Aspekten Rechnung:

- a) Sicherheit und Sicherung des elektrischen Netzes der Anlagen und zugehörigen Ausrüstungen,
- b) Schutz der Gesundheit der Bevölkerung und der öffentlichen Sicherheit,
- c) Umweltschutz,
- d) Flächennutzung und Standortwahl,
- e) Gebrauch von öffentlichem Grund und Boden,
- f) Energieeffizienz,
- g) Art der Primärenergieträger,
- h) spezifische Merkmale des Antragstellers, wie technische, wirtschaftliche und finanzielle Leistungsfähigkeit,
- i) Einhaltung der nach Artikel 3 getroffenen Maßnahmen,
- j) Beitrag der Erzeugungskapazitäten zum Erreichen des in Artikel 3 Absatz 1 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen genannten gemeinschaftlichen Ziels, bis 2020 mindestens 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken, und
- k) Beitrag von Erzeugungskapazitäten zur Verringerung der Emissionen.“

Wie Absatz 1 der Vorschrift deutlich macht, sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, ein Genehmigungsverfahren für den Bau neuer Erzeugungsanlagen zu „beschließen“. Dabei steht es ihnen nach Absatz 2 Satz 1 der Vorschrift grundsätzlich frei, geeignete Kriterien für die Erteilung der Genehmigung festzulegen. Allerdings müssen sie dabei den in Absatz 2 Satz 2 genannten Aspekten Rechnung tragen.

Das bedeutet: Den Mitgliedstaaten steht grundsätzlich ein Gestaltungs- und Ermessensspielraum für die Entscheidung darüber zu, welche konkreten Genehmigungskriterien (Genehmigungsanforderungen) sie in ihren nationalen Rechtsvorschriften aufstellen. Dabei müssen sie jedoch den in Absatz 2 Satz 2 aufgeführten Aspekten „Rechnung tragen“, diese also in ihre Überlegungen zur Entscheidung über die Kriterien einbeziehen. Sie können sich entscheiden, den einen oder anderen Aspekt in den Vordergrund zu stellen oder zu vernachlässigen. Sie müssen sich aber bewusst (begründet) dazu verhalten, wie sie mit den einzelnen genannten Aspekten umgehen.

Mit dem System der bisher existierenden deutschen Rechtsvorschriften des Raumordnungs- Bau- und Anlagenzulassungsrechts wird nur ein Teil der zu berücksichtigenden Aspekte abgearbeitet.¹³² Namentlich den folgenden in Art. 7 Abs. 2 Satz 2 Elt-RL aufgeführten Aspekten wurde bisher im Rahmen der gesetzgeberischen Entscheidungen nicht Rechnung getragen: Buchstaben e), g), h), i), j), k).

Von daher spricht viel dafür, dass das deutsche Anlagenzulassungsrecht für neue Stromerzeugungsanlagen insgesamt einer grundlegenden (zumindest ergänzenden) Überarbeitung bedarf. Dabei ist auch darauf hinzuweisen, dass es in der einschlägigen Vorgängerfassung von Art. 6 Abs. 2 Satz 2 der Elt-RL aus dem Jahr 2003 (RL 2003/54/EG) zurückhaltender hieß: „Die Kriterien können folgende Aspekte erfassen:

¹³² Kritisch zum bisherigen Recht Britz/Hellermann/Hermes (Stötzel), EnWG, § 53 Rdnr. 2 m.w.N.

...“, während jetzt davon die Rede ist, dass die Mitgliedstaaten den betreffenden Aspekten „Rechnung tragen“. Damit hat sich die europarechtliche Ausgangslage nicht unwesentlich verändert. Die Mitgliedstaaten sind nach neuerem – bis 3. März 2011 umzusetzenden – Recht gehalten, sich zu allen genannten Kriteriengruppen bewusst zu verhalten, also Umsetzungsvorschriften zu erlassen, welche diese Aspekte der Sache nach vollständig reflektieren. Soweit bestimmte Aspekte nicht zum Gegenstand eines gesetzlichen Genehmigungstatbestands gemacht werden, bedarf es dazu einer begründenden Erklärung im Gesetzgebungsverfahren.

Ungeachtet dieser weitergehenden Konsequenz wird aus alledem für den vorliegenden Zusammenhang deutlich, dass es dem deutschen Gesetzgeber gestattet ist, im Rahmen des Anlagengenehmigungsrechts dem Klimaschutz, der Förderung der Erneuerbaren Energien oder deren tatsächlicher Nutzung durch geeignete Anforderungen an die Regelbarkeit dienende Anforderungen aufzustellen, welche etwa darauf hinauslaufen können, technische Mindestanforderungen an die Regelbarkeit der Anlagen vorzugeben, um den Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien im Sinne von Buchstaben j des Katalogs praktisch erreichbar zu machen. Denkbar ist es weitergehend sogar, z.B. mit Kohle betriebene Kraftwerke generell nicht mehr zuzulassen (Aspekte: Wahl des Energieträgers, Beitrag zur Verringerung der Emissionen).

Selbst wenn – was eine sicher vertretbare Auslegung ist – die Aufstellung von Anforderungen an die Regelbarkeit nicht unmittelbar auf den Buchstaben j des Aspektkatalogs von Art. 7 Abs. 2 Satz 2 Elt-RL gestützt werden können sollte, kann an deren Vereinbarkeit mit der Richtlinie kein ernstlicher Zweifel bestehen, weil Art. 7 Abs. 2 Satz 2 der Elt-RL keinen abschließenden Katalog von zulässigen, sondern nur eine für anderweitige zusätzliche Erwägungen offene Liste von *mindestens* zu berücksichtigenden Aspekten aufstellt.

D.2.2.3 Emissionshandels-RL und IVU-RL

Die Elt-RL regelt für das Recht der EU allerdings nicht abschließend, welche Genehmigungsanforderungen an die Errichtung von neuen Stromerzeugungsanlagen gestellt werden können oder müssen. Zu den wesentlichen europarechtlichen Vorgaben zählen darüber hinaus insbesondere diejenigen aus der Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzungen (RL 2008/1/EG – früher 92/61/EG, sog. IVU-RL¹³³) und die auf diese bezogenen besonderen Bestimmungen der Emissionshandelsrichtlinie (RL 2003/87/EG, EH-RL¹³⁴).

Die IVU-RL stellt ein für die Mitgliedstaaten verbindliches Programm für die Aufstellung von Mindestanforderungen an die Zulassung von umweltbedeutsamen Anlagen auf, die sich sowohl auf die verfahrensrechtliche als auch auf die materiellrechtliche Seite richten. Schon aus der Zielrichtung der Richtlinie, die Genehmigungsanforderungen in den EU-Staaten auf einem gemeinsamen Mindest-Niveau zu vereinheitlichen, wird ersichtlich, dass die Richtlinie von ihrem

¹³³ Richtlinie 2008/1/EG (...) über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (ABl. EU 2008 Nr. L 24, 8).

¹³⁴ ABl. EG Nr. L 275, S. 32, zuletzt geändert durch RL 2009/29/EG, ABl. EU 2009 Nr. L 140, 63.

Ansatz her einer Aufstellung weitergehender materiellrechtlicher Anforderungen zum Einsatz (nur) bestimmter Brennstoffarten bei Kraftwerken oder zur Regelbarkeit nicht entgegensteht.

Hieran ändert sich auch durch die durch Art. 26 der EH-RL erfolgten Einfügungen in Art. 9 Abs. 3 der IVU-RL nichts. Danach ist es den Mitgliedstaaten versagt, im Rahmen der Genehmigungsvorschriften für den Emissionshandel unterliegenden Anlagen Emissionsgrenzwerte für direkte CO₂-Emissionen dieser Anlagen festzulegen (Unterabs. 1); es bleibt ihnen darüber hinaus freigestellt, auf die in der IVU-RL an sich geforderten Mindestanforderungen zur Energieeffizienz zu verzichten (Unterabs. 2). Weitergehende Restriktionen lassen sich aus der Bestimmung jedoch nicht ableiten.

Es bleibt somit auch unter Berücksichtigung von IVU- und Emissionshandels-RL dabei, dass im Rahmen der Genehmigungsvorschriften für Kraftwerke Bestimmungen über die zulässigen Brennstoffarten und über die Regelbarkeit aufgestellt werden dürfen.

D.2.2.4 EU-Primärrecht

Die Bestimmungen der EU-Verträge stehen dem betrachteten Ansinnen ebenfalls nicht entgegen. Es ist insbesondere nicht ersichtlich, dass die diskutierten Regelungen gegen die in Art. 34 AEUV¹³⁵ (früher Art. 28 EGV) statuierte Warenverkehrsfreiheit verstoßen würde. Das folgt schon daraus, dass hier keine die (Handels-) Ware Strom betreffende Regelung erwogen steht, sondern eine allein für im Inland betriebene Erzeugungsanlagen geltende Restriktionen. Es ist von daher nicht ersichtlich, dass die Warenverkehrsfreiheit eingeschränkt würde.

Sofern zur Erreichung des Regelungszweckes außerhalb des Ordnungsrechts mit finanziellen Anreizen gearbeitet werden sollte, wären ggf. die Vorgaben des Art. 107 AEUV (früher Art. 87 EGV) über das Verbot staatlicher Beihilfen einzuhalten bzw. zu prüfen.

D.2.2.5 Verfassungsrecht: Grundrechte

Innerhalb des nationalen Verfassungsrechts lassen sich auf der Ebene der Grundrechte ebenfalls keine grundlegenden Hindernisse für die Schaffung von rechtlichen Bestimmungen ausmachen, mit denen die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke entweder vom Einsatz bestimmter Brennstoffe und/oder von Anforderungen zur Regelbarkeit abhängig gemacht würde, um so den EE-Vorrang praktisch durchsetzen zu können. Zu diskutieren sind in diesem Kontext einerseits das in Art. 14 Abs. 1 GG statuierte Eigentumsgrundrecht, andererseits das in Art. 12 Abs. 1 GG ausgesprochene Grundrecht der Berufsfreiheit.

Das Eigentumsgrundrecht (Art. 14 Abs. 1 GG) wäre insoweit betroffen, als generell und zukunftsgerichtet geregelt würde, dass die Errichtung und Inbetriebnahme eines den betreffenden Anforderungen nicht entsprechenden Kraftwerkes künftig nicht mehr zum geschützten Inhalt des Eigentumsgrundrechts gehörte. Damit läge eine zukunftsgerichtete Inhalts- und Schrankenbestimmung des Eigentumsgrundrechts im Sinne von Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG vor. Ein Eingriff in das Eigentumsgrundrecht der Betreiber *bestehender* Kraftwerke wäre demgegenüber zu verneinen,

¹³⁵ Vertrag über die Arbeitsweise der EU (AEUV), ABl. EU 2008 Nr. C 115, 47.

weil sich Art. 14 GG nur auf den Schutz von bereits erworbenen eigentumskräftigen Rechtspositionen erstreckt. Sofern es bei der Regelung nur um *neue* Erzeugungsanlagen geht und damit keine Restriktionen für bereits bestehende oder bereits genehmigte Anlagen verbunden werden, sind schützenswerte Eigentumspositionen der Kraftwerksbetreiber nicht betroffen.

Im Schwerpunkt würde mit den Regelungen in die von Art. 12 Abs. 1 GG geschützte Berufsfreiheit eingegriffen, die nach ständiger Rechtsprechung des BVerfG auch das Recht der freien Betätigung als (und durch) Unternehmen umfasst.¹³⁶ Die Intensität des Eingriffs in Art. 12 Abs. 1 GG wäre bei einem Verbot des Einsatzes von Kohle oder Uran als Brennstoff deutlich weitergehend als bei einer Aufstellung von lediglich technischen Mindestanforderungen an die Regelbarkeit neuer Stromerzeugungsanlagen. Im erstgenannten Falle bestünde eine gewisse Unsicherheit, ob der Eingriff (noch) als ein solcher in die Freiheit der Berufsausübung oder (schon) in die freie Berufswahl aufzufassen wäre. Eine (objektive) Beschränkung der Freiheit der Berufswahl würde vor Art. 12 Abs. 1 GG nur durch herausragende Erfordernisse des Gemeinwohls legitimierbar sein, während eine (ebenfalls objektive) Beschränkung der Berufsausübungsfreiheit grundsätzlich durch jede sachliche Gemeinwohlerwägung getragen werden könnte, sofern sich diese im Hinblick auf die konkrete Ausgestaltung als verhältnismäßig erweist.¹³⁷

Daraus ist zu folgern, dass ein striktes und allgemeines Verbot der Zulassung neuer Kohle- oder Atomkraftwerke allein durch das Ziel, den Vorrang von Strom aus EE im Netz sicherzustellen, nicht ausreichend legitimiert sein dürfte, jedenfalls sofern technische oder organisatorische Vorkehrungen denkbar sind, die ohne einen so weit reichenden Ausschluss zu einem vergleichbaren Ergebnis führen würden. Alleine zur Erreichung dieses Regelungszweckes würde es dann genügen, entsprechende technische oder organisatorische Mindestanforderungen an die Regelbarkeit vorzugeben. Im Sinne des Verhältnismäßigkeitsprinzips – und hierbei insbesondere des Kriteriums der Erforderlichkeit – müsste eine derartige, deutlich mildere Regelung dem strikten Verbot des Einsatzes von Kohle oder Uran vorgezogen werden.

Zu betonen ist in diesem Kontext jedoch, dass dies nur gilt, sofern die praktische Umsetzbarkeit des EE-Vorrangs im Netz das einzige Regelungsziel sein sollte. Verfolgt der Gesetzgeber im Hinblick auf die Verstromung von Kohle zusätzlich allgemeine Klimaschutzziele und/oder hinsichtlich des Einsatzes von Uran als Brennstoff übergeordnete Ziele des Schutzes vor radioaktiver Strahlung und/oder der sicheren Entsorgung von radioaktivem Material, so würden diese weiterreichenden Erwägungen auch einen weitergehenden Grundrechtseingriff in die Berufswahl rechtfertigen.

D.2.2.6 Verfassungsrecht: Gesetzgebungskompetenzen

In Bezug auf die Gesetzgebungskompetenzen steht dem Bund für die hier erwogenen Regelungen eine Berufung auf die Sachkompetenztitel aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 (Recht der Luftreinhaltung) und Nr. 11 (Recht der Wirtschaft / Energiewirtschaft) zu. Dabei kann hier offen bleiben, ob Art.

¹³⁶ Vgl. BVerfGE 97, 228/253 m.w.N.

¹³⁷ Vgl. BVerfGE 7, 377/414; BVerfGE 21, 245/251; BVerfGE 77, 308/332; BVerfGE 81, 156/189.

74 Abs. 1 Nr. 24 GG eine allein tragfähige Basis für die Regelung bieten würde oder zusätzlich Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG in Anspruch genommen werden muss. An der alleinigen Tragfähigkeit von Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG könnten Zweifel bestehen, weil die Vorschrift zwar auch für den Klimaschutz (nämlich die Verminderung des Ausstoßes von Treibhausgasen in die Luft) wirksam gemacht werden kann, im vorliegenden Falle gegenständlich aber in erster Linie das Energiewirtschaftsrecht angesprochen ist.

Rechtsdogmatisch hat die Berufung auf Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG zur Folge, dass zur Wahrnehmung der Gesetzgebungskompetenz ein bundesrechtliches Regelungsbedürfnis erforderlich ist (Art. 74 Abs. 3 GG). Im vorliegenden Falle ist dies unter dem Aspekt der Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit allerdings unproblematisch anzunehmen, weil die Regelung sinnvoll nur bundeseinheitlich ergehen kann.

D.2.2.7 Zwischenergebnis

Die Vorgabe von technischen Mindestanforderungen an die Regelbarkeit neuer konventioneller Kraftwerke ist grundsätzlich sowohl mit dem Europarecht als auch mit dem Verfassungsrecht zu vereinbaren. Für die weitergehende Möglichkeit eines Ausschlusses der Zulassung neuer Kohle- oder Atomkraftwerke gilt dies ebenfalls, sofern sich der Bund dafür auf weitergehende Erwägungen des Klimaschutzes und des Schutzes vor radioaktiver Strahlung (auch im Hinblick auf die atomare Entsorgung) beruft.

Deutschland ist bis zum 3. März 2011 zur Umsetzung der neuen Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG verpflichtet. Dazu gehört auch, einen geeigneten Tatbestand (oder ein geeignetes Bündel an Tatbeständen) für die Genehmigung neuer Stromerzeugungsanlagen zu schaffen, mit dem (bzw. mit denen) im Sinne einer bewussten Berücksichtigung (mindestens) allen in Art. 7 Abs. 2 der Richtlinie aufgeführten Aspekten Rechnung getragen wird. Dies wäre ein idealer Ansatzpunkt, um in das EnWG oder in das BImSchG regeltechnische Mindestanforderungen für neue Anlagen aufzunehmen.

D.2.3 Umgang mit bestehenden Kraftwerken

D.2.3.1 Ausgangspunkt: Geltende Regelungen (insb. EnWG und BImSchG)

Das bestehende Energiewirtschaftsrecht enthält keine Bestimmungen über den Einsatz bestimmter Brennstoffe oder über Anforderungen zur Regelbarkeit existierender Stromerzeugungsanlagen.

Innerhalb des für die Zulassung und den Betrieb von Kraftwerken (mit Ausnahme von Kernkraftwerken) maßgebenden Bundes-Immissionschutzgesetzes würden sich die erörterten Regelungen als nachträgliche Anordnungen bei genehmigten Anlagen darstellen. Nachträgliche Anordnungen können nach § 17 Abs. 1 BImSchG durch die zuständigen Behörden grundsätzlich im Ermessenswege ergehen, soweit sie sich im Einzelfall als verhältnismäßig darstellen. Ihre Zulässigkeit hängt jedoch davon ab, ob die Voraussetzungen des § 17 Abs. 1 BImSchG erfüllt sind. Das ist nur der Fall, wenn gegen eine Verpflichtung aus dem BImSchG selbst verstoßen wird (§ 17 Abs. 1 Satz 1 BImSchG). Wichtigster

Anwendungsfall ist praktisch die Nichteinhaltung des Standes der Technik hinsichtlich der Emissionsminderung.

Für den vorliegenden Anordnungs­zweck kann § 17 BImSchG nicht wirksam gemacht werden, weil – wie oben aufgezeigt wurde – das BImSchG selbst keine Verpflichtungen enthält, die sich auf die Art der Brennstoffauswahl oder die Regelbarkeit der Stromerzeugung bezieht. Es fehlt also an einer geeigneten Bezugsgrundlage für eine entsprechende Anordnung. Da auch das Energiewirtschaftsrecht keine brauchbare Bezugsgrundlage liefert, ist eine nachträgliche Anordnung in dem diskutierten Sinne nach geltendem Anlagenzulassungsrecht nicht möglich. Für den Regelungskontext des Atomgesetzes gilt Entsprechendes (vgl. § 17 Abs. 1 Satz 2 AtomG).

Für die dargestellten Regelungsabsichten wären folglich Änderungen der gesetzlichen Bestimmungen erforderlich. Bei einem derartigen Vorgehen wäre der Gesetzgeber allerdings mit dem Umstand konfrontiert, dass in den Gehalt bestehender Genehmigungen eingegriffen würde. Ob und ggf. unter welchen Voraussetzungen das zulässig sein kann, ist eine verfassungsrechtliche Frage (siehe dazu unten, D.2.3.5).

D.2.3.2 Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL

Die Elektrizitätsbinnenmarkt­richtlinie 2009/72/EG (Elt-RL) stellt keine Vorgaben zur Regelbarkeit von bereits bestehenden Stromerzeugungsanlagen auf. Es ist auch nicht ersichtlich, dass sie nationalen Vorgaben solcher Art im Wege stehen könnte.

D.2.3.3 Emissionshandels-RL und IVU-RL

Die durch die EH-RL geänderte IVU-RL enthält ebenfalls keine Bestimmungen, die es den Mitgliedstaaten untersagen würden, eigene Festlegungen über den Einsatz bestimmter Brennstoffe in Kraftwerken oder über deren Regelbarkeit zu treffen.

Speziell im Hinblick auf die Verminderung des Einsatzes von Kohle könnte man wegen der besonders großen Emissionen an klimaschädigendem CO₂ bei den Kohlekraftwerken auf den Gedanken kommen, die Wahl der Brennstoffe dürfe durch die Mitgliedstaaten nicht näher vorgegeben werden, da die Brennstoffwahl mittelbar Gegenstand des Emissionshandels sei und durch ordnungsrechtliche Vorgaben hierzu funktional in den Emissionshandel eingegriffen werde.

Dieser Gedanke trägt jedoch nicht, da der durch Art. 26 EH-RL geänderte Art. 9 Abs. 3 IVU-RL den Mitgliedstaaten lediglich untersagt, für die Emission von CO₂ ordnungsrechtliche Grenzwerte vorzugeben, nicht aber, andersartige Schritte zu unternehmen, um die CO₂-Emissionen der betreffenden Anlagen im Inland zu senken.

Es kann namentlich nicht davon ausgegangen werden, dass es sich bei dem Verbot des Einsatzes von Kohle um einen „verkappten CO₂-Grenzwert“ und damit um eine Umgehung von Art. 9 Abs. 3 der IVU-RL handelte. Ein Verbot der Stromerzeugung mittels bestimmter Brennstoffe würde auf den Emissionshandel strukturell völlig anders einwirken als die Festlegung von CO₂-Grenzwerten. Sie führte nämlich von ihrem Wirkungszeitpunkt an zu einer Herausnahme von kohlebetriebenen Anlagen aus dem Emissionshandel und beeinflusste den Emissionshandel daher von außen, während die Verhängung von CO₂-Grenzwerten auf

diesen von innen her wirken würde, indem sie einzelnen, am Emissionshandel beteiligten Unternehmen, die Möglichkeit nähme, alle Optionen des Emissionshandelssystems grundsätzlich frei zu wählen. Diese den Emissionshandel funktional beeinträchtigende Wirkung hätte ein Verbot der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken nicht, so dass entsprechende gesetzliche Regelungen in einem Mitgliedstaat nicht im Widerspruch zu den Bestimmungen der EH-RL und des Art 9 Abs. 3 IVU-RL stehen würden.

Die Richtigkeit dieses Verständnisses lässt sich auch daraus ablesen, dass Art. 9 Abs. 3 IVU-RL den Mitgliedstaaten ausdrücklich freistellt, für am Emissionshandel beteiligte Anlagen keine Anforderungen zur Energieeffizienz aufzustellen. Die IVU-Richtlinie geht damit offenkundig von dem Normalfall aus, dass die Mitgliedstaaten selbstverständlich Effizienzanforderungen aufstellen dürfen.

Des Weiteren findet dieses Verständnis auch eine Stütze in der neuen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG, die in Art. 7 Abs. 2 ausdrücklich erkennen lässt, dass die nationalen Gesetzgeber den Aspekten der Wahl des Energieträgers, der Energieeffizienz und der Emissionsminderung im Rahmen ihres Genehmigungsrechts Rechnung tragen sollen.

D.2.3.4 EU-Primärrecht

Auch aus anderen konkreten Rechtsvorschriften der EU oder aus den EU-Verträgen sind keine Regelungen ersichtlich, die den hier erörterten nachträglichen Anforderungen entgegenstehen können. Diese beeinflussen namentlich nicht die durch den AEUV geschützten Freiheitsrechte des Binnenmarkts.

D.2.3.5 Verfassungsrecht: Grundrechte

Auf der Ebene der Grundrechtsprüfung stellt sich die Ausgangslage für Regelungen, die *bestehende* Kraftwerke betreffen, strukturell anders dar als für solche, die lediglich neue Anlagen in Bezug nehmen würden. Zwar wird auch hier in die beiden Grundrechte der Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) und der Freiheit des Eigentums (Art. 14 Abs. 1 GG) eingegriffen. Der Belastungsschwerpunkt liegt in diesem Falle jedoch beim Eigentumsgrundrecht, nicht bei der Beeinträchtigung der unternehmerischen Betätigungsfreiheit.

Anders als bei Neuanlagen würde der Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG hier nicht nur insofern beeinträchtigt, als die Nutzung des Eigentums generell und zukunftsgestaltend an die Einhaltung bestimmter neuer Anforderungen gebunden würde. Vielmehr würde in ein bestehendes, durch die Genehmigung ausgewiesenes Recht eingegriffen. Eingriffe in den vorhandenen genehmigten Bestand werden in der Eigentumsordnung als besonders gravierend betrachtet, weshalb an die Verhältnismäßigkeit besondere Anforderungen gestellt werden müssen.

Sofern eine vorgesehene Regelung ausdrücklich oder faktisch darauf hinauslaufen würde, dass eine genehmigte Anlage nicht weiter betrieben werden kann, stellt sich die Frage, ob es sich bei der betreffenden Regelung um eine Art von „Enteignung“ im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG handelt. Im Zusammenhang mit der Diskussion des sog. Atomausstiegs

wurde eine entsprechende Rechtsauffassung teilweise vertreten.¹³⁸ Sie vermag jedoch vor dem Hintergrund der verfassungsgerichtlichen Rechtsprechung¹³⁹ nicht zu überzeugen, weil unter einer Enteignung – auch einer Teilenteignung – nur eine Maßnahme verstanden werden kann, bei der eine an sich von der Eigentumsordnung als Eigentum eingestufte Rechtsposition entzogen wird. Wenn der Gesetzgeber jedoch die Eigentumsordnung für Neuanlagen derart umgestaltet, dass der Betrieb von Kohle- oder Kernkraftwerken (bzw. von nicht ausreichend regelbaren Stromerzeugungsanlagen) generell nicht mehr zum verfassungsrechtlich geschützten Inhalt des Eigentums zählt, erfolgt eine Anpassung an die dann neu bestehende/geänderte Eigentumsordnung, die nicht als eine Enteignung verstanden werden kann, sondern als schlichte – wenn auch gravierende – Beeinträchtigung des Eigentums im Sinne von Art 14 Abs. 1 GG zu begreifen ist.¹⁴⁰

Das führt praktisch dazu, dass der Gesetzgeber die durch bestehende Betriebsgenehmigungen für Kohle- oder auch Kernkraftwerke entstandenen Rechtspositionen durchaus nicht nur gegen eine Enteignungsentschädigung entziehen darf. Es ist ihm unter Wahrung der Verhältnismäßigkeit vielmehr grundsätzlich gestattet, in bestehende Rechte nachträglich einzugreifen bzw. diese zu einem späteren Zeitpunkt zu schmälern. Das gilt auch unter Berücksichtigung des Grundsatzes des Bestandsschutzes. Das Bundesverfassungsgericht verlangt für Eingriffe in den genehmigten Bestand neben den (ohnehin erforderlichen) gewichtigen Gründen des Wohls der Allgemeinheit insbesondere angemessene Übergangsregelungen. Dabei ist der Gesetzgeber nicht in der Weise gebunden, dass es ihm strikt untersagt wäre, in vorhandene wirtschaftliche Dispositionen einzugreifen oder von neuen Anforderungen abzusehen, solange sich eine Investitionen nicht amortisiert hat.¹⁴¹ Entscheidend ist, ob sich die dem Gesetzgeber zur Seite stehenden Gemeinwohlinteressen in der konkreten Abwägung mit den grundrechtlich geschützten Einzelinteressen der Anlagenbetreiber als ausreichend gewichtig erweisen, um die Rechtsbeeinträchtigung zu tragen.

Im vorliegenden Falle könnte sich der Gesetzgeber mit den hinter den Regelungen stehenden Zwecken des Klimaschutzes auf außerordentlich gewichtige Gemeinwohlinteressen berufen, denen nach Art 20a GG Verfassungsrang zukommt. Wichtig ist allerdings, entsprechend dem Verhältnismäßigkeitserfordernis dafür Sorge zu tragen, dass die konkrete Beeinträchtigung nicht weiter geht als notwendig, um die gesetzten Gemeinwohlziele zu erreichen. Aus diesem Grunde kann davon ausgegangen werden, dass Regelbarkeitsanforderungen z.B. praktisch erst dann und nur in dem Umfang wirksam werden dürfen, wie es zur Sicherstellung des EE-Vorranges tatsächlich notwendig ist.

An der grundsätzlichen verfassungsrechtlichen Zulässigkeit der nachträglichen Aufstellung von Regelbarkeitsanforderungen durch eine neue gesetzliche Bestimmung ändert sich auch durch den Umstand nichts, dass § 17 Abs. 1 BImSchG die Auferlegung nachträglicher Anforderungen an bestimmte Voraussetzungen knüpft, die hier nicht gegeben wären. § 17 Abs. 1 BImSchG lässt, wie bereits erwähnt,

¹³⁸ In diesem Sinne z.B. Schmidt-Preuß, NJW 2000, 1524 ff.

¹³⁹ Siehe insb. BVerfGE 83, 201/211 f.; BVerfG NJW 1998, 367/368 f.

¹⁴⁰ Überzeugend Koch, NJW 2000, 1529/1230 ff.

¹⁴¹ Vgl. BVerfGE 68, 272/287; BVerfGE 75, 246/282.

nachträgliche behördliche Anordnungen nur zu, sofern gegen inhaltliche Verpflichtungen aus dem Immissionsschutzrecht verstoßen wird. Hieraus kann aber nicht abgeleitet werden, dass § 17 Abs. 1 BImSchG eine strikte Sperrwirkung gegenüber Rechtsänderungen auslösen würde, die sich aus anderen gesetzlichen Zusammenhängen – hier: energiewirtschaftlichen – ergeben oder auf konzeptionellen Neuregelungen des Gesetzgebers beruhen. Das haben kürzlich nacheinander zunächst das Bundesverwaltungsgericht¹⁴² und anschließend das Bundesverfassungsgericht¹⁴³ ausdrücklich für den Vergleichsfall des nachträglichen tierschutzrechtlichen Verbots der Käfighaltung im Verhältnis zur immissionschutzrechtlichen Genehmigung festgestellt.

D.2.3.6 Verfassungsrecht: Gesetzgebungskompetenzen

Hinsichtlich der Gesetzgebungskompetenzen kann auf die oben stehenden Ausführungen verwiesen werden (siehe D.2.2.6).

D.2.3.7 Zwischenergebnis

Auch die Vorgabe von technischen Mindestanforderungen an die Regelbarkeit bestehender konventioneller Kraftwerke ist verfassungsrechtlich nicht grundsätzlich unzulässig. Im Rahmen der konkreten rechtlichen Ausgestaltung muss allerdings dem Umstand Rechnung getragen werden, dass mit entsprechenden Regelungen in den Bestand vorhandener Genehmigungen eingegriffen würde, so dass ggf. angemessene Übergangsregelungen vorgesehen werden müssten.

D.2.4 Ergebnisse

D.2.4.1 Anforderungen an neue Erzeugungsanlagen

Das gegenwärtige Anlagenzulassungsrecht sieht für (neue) Kraftwerke keinerlei energiewirtschaftlich motivierte Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb von Stromerzeugungsanlagen vor. Das insofern einschlägige Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) enthält selbst lediglich umweltbezogene Anforderungen (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 5 BImSchG). Es integriert darüber hinaus im Wege der Konzentrationswirkung der Anlagengenehmigung auch die Anforderungen anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG). Doch aus dem Energiewirtschaftsrecht ergeben sich keine spezifischen Anforderungen an die Zulassung von Kraftwerken.

Deutschland ist bis zum 3. März 2011 zur Umsetzung der neuen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG verpflichtet. Dazu gehört auch, einen geeigneten Tatbestand (oder ein geeignetes Bündel an Tatbeständen) für die Genehmigung neuer Stromerzeugungsanlagen zu schaffen, mit dem (bzw. mit denen) im Sinne einer bewussten Berücksichtigung (mindestens) allen in Art. 7 Abs. 2 der Richtlinie aufgeführten Aspekten Rechnung getragen wird. Die betreffende Vorschrift umfasst auch energiewirtschaftliche Anforderungen. Dies wäre ein idealer rechtstechnischer Ansatzpunkt, um in das EnWG oder in das BImSchG Mindestanforderungen an die Regelbarkeit für neue konven-

¹⁴² Vgl. BVerwG, Urt. v. 23.10.2008, ZUR 2009, 83; BVerwG, Urt. v. 30.04.2009, ZUR 2009, 553.

¹⁴³ Vgl. BVerfG, Urt. v. 14.01.2010 – 1 BvR 1627/09, NVwZ 2010, 771.

tionelle Kraftwerke aufzunehmen - mit anderen Worten: die Erteilung neuer Genehmigungen für konventionelle Kraftwerke davon abhängig zu machen, ob und inwieweit sich die Anlagen zur Sicherstellung einer möglichst großen Einspeisung von EE-Strom flexibel auf- und abregeln lassen.

Die Vorgabe von technischen Mindestanforderungen an die Regelbarkeit neuer konventioneller Kraftwerke ist ohne weiteres sowohl mit dem Europarecht als auch mit dem Verfassungsrecht zu vereinbaren:

- Im Kontext des Europarechts steht namentlich die im Kontext der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG geänderte sog. IVU-Richtlinie (Neufassung 2008/1/EG) nicht entgegen. Diese untersagt den Mitgliedstaaten in ihrem Art. 9 Abs. 3 lediglich, im Rahmen des Anlagengenehmigungsrechts Grenzwerte für den CO₂-Ausstoß festzulegen. Sie bietet andererseits ausdrücklich Raum dafür, Anforderungen an die Energieeffizienz aufzustellen (so dass es auch möglich ist, die Genehmigung neuer konventioneller Kraftwerke davon abhängig zu machen, dass KWK zum Einsatz kommt oder dass bestimmte Mindestwirkungsgrade erreicht werden). Hinsichtlich spezifischer Anforderungen aus energiewirtschaftlicher Sicht oder aus dem Blickwinkel der Förderung nachhaltiger Energietechnologien ergeben sich aus den beiden Richtlinien keinerlei Beschränkungen. Es ist also ebenso zulässig, bestimmte aus klima- oder umweltpolitischen Gründen nicht mehr gewünschte Brennstoffe oder Kraftwerksarten generell für nicht (mehr) genehmigungsfähig zu erklären oder – worum es hier geht – bestimmte technische Mindestanforderungen an die flexible Steuerbarkeit aufzustellen.
- Aus dem Verfassungsrecht ergeben sich für ein solches Konzept ebenfalls keine Bedenken. Die damit verbundene Grundrechtsbeeinträchtigung wird durch gewichtige Gemeinwohlerwägungen gestützt. Dem Bund steht auch die Gesetzgebungskompetenz zu.

D.2.4.2 Anforderungen an bestehende Erzeugungsanlagen

Auch die (nachträgliche) Vorgabe von technischen Mindestanforderungen an die Regelbarkeit bestehender konventioneller Kraftwerke ist verfassungsrechtlich nicht grundsätzlich unzulässig. Im Rahmen der konkreten rechtlichen Ausgestaltung muss allerdings dem Umstand Rechnung getragen werden, dass mit entsprechenden Regelungen in den Bestand vorhandener Genehmigungen eingegriffen würde, so dass ggf. angemessene Übergangsregelungen vorgesehen werden müssten.

Schwerpunkt der Prüfung ist hier die Vereinbarkeit mit den Grundrechten der Anlagenbetreiber. Anders als bei Neuanlagen würde der Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG hier nicht nur insofern beeinträchtigt, als die Nutzung des Eigentums generell und zukunftsgestaltend an die Einhaltung bestimmter neuer Anforderungen gebunden würde. Vielmehr würde in ein bestehendes, durch die Genehmigung ausgewiesenes Recht eingegriffen.

Im vorliegenden Falle könnte sich der Gesetzgeber dafür mit den hinter den Regelungen stehenden Zwecken des Klimaschutzes auf außerordentlich gewichtige Gemeinwohlintressen berufen, denen nach

Art 20a GG Verfassungsrang zukommt. Damit kann sich das Regelungsinteresse als Gemeinwohlbelang von herausragendem Gewicht grundsätzlich gegenüber den Bestandsinteressen durchsetzen. Wichtig ist allerdings, entsprechend dem Verhältnismäßigkeitserfordernis dafür Sorge zu tragen, dass die konkrete Beeinträchtigung nicht weiter geht als notwendig, um die gesetzten Gemeinwohlziele zu erreichen. Aus diesem Grunde kann davon ausgegangen werden, dass Regelbarkeitsanforderungen z.B. praktisch erst dann und nur in dem Umfange wirksam werden dürfen, wie es zur Sicherstellung des EE-Vorranges tatsächlich notwendig ist. Zu empfehlen ist daher ein zeitlich abgestuftes Vorgehen. An der grundsätzlichen verfassungsrechtlichen Zulässigkeit der nachträglichen Aufstellung von Regelbarkeitsanforderungen durch eine neue gesetzliche Bestimmung ändert sich auch durch den Umstand nichts, dass § 17 Abs. 1 BImSchG die Auferlegung nachträglicher Anforderungen an bestimmte Voraussetzungen knüpft, die hier nicht gegeben wären. § 17 Abs. 1 BImSchG lässt, wie bereits erwähnt, nachträgliche behördliche Anordnungen nur zu, sofern gegen inhaltliche Verpflichtungen aus dem Immissionsschutzrecht verstoßen wird. Hieraus kann aber nicht abgeleitet werden, dass § 17 Abs. 1 BImSchG eine strikte Sperrwirkung gegenüber Rechtsänderungen auslösen würde, die sich aus anderen gesetzlichen Zusammenhängen – hier: energiewirtschaftlichen – ergeben oder auf konzeptionellen Neuregelungen des Gesetzgebers beruhen. Das hat kürzlich das Bundesverfassungsgericht ausdrücklich anhand des Vergleichsfalls des nachträglichen tierschutzrechtlichen Verbots der Käfighaltung im Verhältnis zur immissionsschutzrechtlichen Genehmigung festgestellt (vgl. BVerfG, Urt. v. 14.01.2010 – 1 BvR 1627/09, NVwZ 2010, 771).

Literatur- und Quellenverzeichnis

- 1 Umweltbundesamt (2010), Treibhausgasemissionen im Jahr 2009 um 8,4 Prozent gesunken“; Presseinformation Nr. 13/2010
- 2 Bundesregierung (2010) „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, Stand 28. September 2010
- 3 Nicolosi, M. (2010): Wind power integration and power system flexibility—An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime; Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Köln 2010
- 4 Vgl. nur Hellermann/Hermes, in; Britz/Hellermann/Hermes, EnWG (1. Aufl. 2008), § 1 Rdnr. 42
- 5 Dezidiert kritisch. auch Schumacher, ZUR 2009, 522/526 ff.; Altrock/Herrmann, ZNER 2010, 350/351 f.
- 6 In diesem Sinne auch Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG (3. Aufl. 2010 – im Erscheinen), § 11 Rdnr. 6; Schumacher, ZUR 2009, 522/528.; Altrock/Herrmann, ZNER 2010, 350/352.
- 7 BVerfG, Urt. v. 14.01.2010 – 1 BvR 1627/09, NVwZ 2010, 771
- 8 Nitsch, J. (2010) „Ausbau regenerativer Energiesysteme“ Datentabellen, Stuttgart, Juni 2010
- 9 Bundesverband Windenergie (Hrsg.): Wind Energy Market 2009 (19. Ausgabe) – Windpotenziale in 120 Meter Höhe (Seiten 186ff); Feb. 2009
- 10 Spengemann, P.: Spatial analysis of the existing WTG in Germany, a GIS-based analysis (Poster 7: Wind & Energy); Beitrag des Deutschen Windenergie Instituts (dewi) zur DEWEK 2004 Proceedings, o.A.
- 11 FH-IWES (2010): Räumliche Verteilung aller in Deutschland installierten WEA nach Standorten und nach Leistungen (last update: January 2010); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Digitale Karten auf www.windmonitor.de; Zugriff am 25.03.2010
- 12 Ender, C. (2008) „Wind Energy Use in Germany“, DEWI Wilhelmshaven Juni 2008
- 13 Hau, E. (2008) „Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit“ VDI-Buch, Berlin, 2008

-
- 14 Winkelmeier, H.: Energiesysteme – Windenergie (03 – Windmessung); www.energiwerkstatt.org/download/Windmessung.pdf; Zugriff am 12.04.2010
 - 15 Deutsche Energie-Agentur GmbH, aufgerufen am 02.09.2010 (<http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761>)
 - 16 Deutsche Energie-Agentur GmbH (2005) „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, 2005
 - 17 European Energy Exchange AG, Abgerufen am 25.06.2010 (http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-wind)
 - 18 Bezug meteorologischer Messdaten über den Datenservice des Deutschen Wetterdienstes (DWD), Mai 2010
 - 19 Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), aufgerufen am 05.05.2010 (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>)
 - 20 Photon (2010) „PV-Statistik Netzbetreiber-Umfrage 2009 als Excel-Tabelle“; verfügbar unter http://www.photon.de/photon/photon-aktion_install-leistung.htm, aufgerufen am 29.03.2010
 - 21 Frankl, P. et. al (2006): „NEEDS New Energy Externalities Developments for Sustainability - Final report on technical data, costs and life cycle inventories of PV applications“, 2006
 - 22 Zugriff über „SoDa Service – Solar Radiation Data“; siehe <http://www.soda-is.com>, aufgerufen am 10.03.2010
 - 23 Brischke, L. (2005) „Modell einer zukünftigen Stromversorgung Deutschlands mit hohen Beiträgen regenerativer Energien auf der Basis eines Mehr-Knoten-Netzes“, Stuttgart, 2005
 - 24 Sargent & Lundy Consulting Group (2003): „Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts“, Chicago, 2003
 - 25 DLR et al (2004) „SOKRATES - Solarthermische Kraftwerkstechnologie für den Schutz des Erdklimas - Modellbildung“, Stuttgart, 2004
 - 26 DLR et al (2008) „NEEDS CSP - Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants“, Stuttgart, 2008
 - 27 Dr. Quaschnig, V. (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert; Fortschr.-Ber. VDI Reihe 6 Nr. 437. Düsseldorf: VDI Verlag 2000

-
- 28 Frithjof Staiß (2007) „Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007, Radebeul 2007
 - 29 European Network of Transmission System Operators, aufgerufen am 13.02.2010 (<https://www.entsoe.eu/index.php?id=92>)
 - 30 Umweltbundesamt (2009): „Politiksznarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030.“ Dessau-Roßlau.
 - 31 Nestle, U. (BMU); Schmidt, M. (ZSW): Protokoll – Telefonkonferenz zur Abstimmung der für die Modellierung in den Vorhaben III, IV und V benötigten Daten und deren Abgleich mit der Leitstudie; 17.12.09
 - 32 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009): „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009.“ Berlin.
 - 33 Schmidt, P. (2010): Persönliche Informationen per Telefoninterview und Email; Ludwig-Bölkow Systemtechnik; 21.07.2010
 - 34 LBST (2010): H2 from electrolysis (publishing pending); Ludwig-Bölkow Systemtechnik; Vorab Auszug aus o.g. Studie, Veröffentlichung geplant für Herbst 2010;
 - 35 Bundesverband Wärmepumpe e.V., aufgerufen am 15.09.2010: www.waermepumpe.de/fileadmin/grafik/Infografiken/bwp_absatzgrafik.jpg
 - 36 Bundesverband Wärmepumpe e.V., aufgerufen am 15.09.2010: www.waermepumpe.de/endverbraucher/aktuell/news/news-detail/article/30/kempfert-en.html
 - 37 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, aufgerufen am 08.09.2010 ([http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Lastprofile_unterbrechbare_Verbrauchseinrichtungen/\\$file/Step_by_Step.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Lastprofile_unterbrechbare_Verbrauchseinrichtungen/$file/Step_by_Step.pdf))
 - 38 RWE, aufgerufen am 16.04.2010 (<http://www.rwe-rhein-ruhr-verteilstrom.com/web/cms/de/201616/rwe-rhein-ruhr-verteilstrom/netzzugang-strom/netzzugang-netznutzung/lastprofile/>)
 - 39 DWD, aufgerufen am 16.04.2010 (http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_windowLabel=T82002&_urlType=action&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland)
 - 40 Nitsch, J. (2010): Wärmepumpen-Parameter im Basisszenario der Leitstudie 2010. Datentabellen, Stuttgart, Juli 2010
 - 41 Bundesverband Wärmepumpe (2009): „BWP Branchenstudie 2009 – Szenarien und politische Handlungsempfehlungen“ Berlin, 2009

-
- 42 Schnieders, J. (2005): Dynamisches Verhalten und Wärmeübergabeverluste von Flächenheizungen - Forschungsprojekt im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung. Passivhaus Institut Darmstadt, Februar 2005
www.passiv.de/01_dph/UntBH/BerFL/DynVer_FIHz%20.pdf
 - 43 Mentzel (2008): Wärmepumpen - Hinweise und Aspekte. Ingenieurbüro Mentzel 04/2008; Abruf am 16.09.2010
www.sonnenbahn.de/fileadmin/pdfs/Waermepumpen_S.pdf
 - 44 Follmer, R. et. al. (2010) „Mobilität in Deutschland 2008“ Ergebnisbericht, Bonn und Berlin, 2010
 - 45 Lipert, M., Schuh, H. (2010) „Batterien als Energiespeicher zur Förderung von Photovoltaik-Eigenverbrauch im Smart Grid der Zukunft – Das Sol-Ion Projekt“, Saft Batteries, Nürnberg, 2010
 - 46 Geibel, D. et. al. „Multifunktionale Photovoltaik-Stromrichter in Industrienetzen“ Vortrag im Rahmen der Fachtagung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und des Projektträger Jülich (PTJ), Berlin, 11. - 12. November 2008
 - 47 SolarWorld (2010) Produktbroschüre „SunPac – Das intelligente Speichersystem“, SolarWorld AG, Bonn, 2010
 - 48 VDEW (2000): Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step; VDEW-Materialien M-5/2000; VDEW, Frankfurt 2000
 - 49 VDE (2009) „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“, Energietechnische Gesellschaft im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik, Frankfurt am Main, 2009
 - 50 ENTSO-E abgerufen am 03.09.2010
(<https://www.entsoe.eu/index.php?id=71>)
 - 51 Deutsche Energie-Agentur (dena); *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien*, 2010
 - 52 FH-IWES (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) FuE-Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb; Kassel 2010
 - 53 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen; Dessau-Roßlau, Juli 2010
 - 54 Bundesverband Erneuerbarer Energien (BEE). *Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft*. Berlin, 2009.

-
- 55 Wiedemann K. *Einmal Fjord und zurück*. In: neue energie 2010. Nr.7. S.32-26.
- 56 Woyte, A.; Decker, d. J.; Thorig, v. V. *a north sea electricity grid [r]evolution*. Brüssel, 2008. im Auftrag von Greenpeace.
- 57 European Wind Energy Association (EWEA). *Oceans of Opportunity – Harnessing Europe’s larges domestic energy resource*. Brüssel, 2009.
- 58 Kruck C.; *Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluftspeicherkraftwerken*. Dissertation an der Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER). 2008
- 59 Gatzert C.; *The Economics of Power Storage – Theory and Empirical Analysis for Central Europe*. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts. Band 63. Universität Köln. 2008

